

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Автоматизированная система управления расходом нефти в установке подготовки нефти

УДК 004.896:622.276.8-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т6А	Воробьева Анастасия Витальевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Леонов Сергей Владимирович	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОАР ИШИТР	Сидорова Анастасия Александровна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Белоев Елен Владимировна	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	К.Т.Н., доцент		

Томск – 2020 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код	Результат освоения ООП
P1	Применять базовые естественнонаучные и математические знания для решения научных и инженерных задач в области анализа, синтеза, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств.
P2	Применять передовой отечественный и зарубежный опыт в области автоматизации технологических процессов и производств при решении производственных задач.
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с проектированием и созданием современных систем автоматизации технологических процессов и производств.
P4	Разрабатывать системы автоматизации технологических процессов и производств с использованием передовых научно-технических знаний и достижений мирового уровня, проектировать устройства автоматизации и обосновывать экономическую целесообразность решений
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных систем автоматизации.
P6	Внедрять и использовать подходящее программно-техническое оборудование, оснащение и инструменты при решении задач автоматизации технологических процессов и производств, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.
P7	Применять высоко технологичное программно-техническое оборудование, оснащение и инструменты для решения задач автоматизации технологических процессов и производств.
P8	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием культурных, языковых и социально – экономических различий.
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы с ответственностью за риски и работу коллектива при решении инновационных инженерных задач в области автоматизации технологических процессов и производств, демонстрировать при этом готовность следовать профессиональной этике и нормам
P10	Иметь широкую эрудицию, в том числе знание и понимание современных общественных и политических проблем, вопросов безопасности и охраны здоровья сотрудников, юридических аспектов, ответственности за инженерную деятельность, влияния инженерных решений на социальный контекст и окружающую среду.
P11	Самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, поддерживать должный уровень физической подготовленности
P12	Решать задачи производственного анализа, связанные с проектированием и созданием современных систем автоматизации технологических процессов и производств в нефтегазовой отрасли.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Громаков Е.И.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
8Т6А	Воробьевой Анастасии Витальевне

Тема работы:

Автоматизированная система управления расходом нефти в установке подготовки нефти

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Приказ № 134-30 с от 13.05.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:

04.06.2020

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объект исследования: трехфазный сепаратор.

Цель работы: проектирование автоматизированной системы управления трехфазным сепаратором.

Режим работы: непрерывный.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Описание технологического процесса; Разработка структурной схемы; Разработка функциональной схемы автоматизации; Разработка схемы информационных потоков автоматизированной системы; Выбор средств реализации автоматизированной системы; Выбор аппаратно-технических средств; Разработка схемы внешних проводок; Разработка алгоритмов управления автоматизированной системы; Разработка экранных форм автоматизированной системы; Проектирование работы системы регулирования.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Функциональная схема автоматизации; Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA; Структурная схема; Схема соединения внешних проводок; Схема информационных потоков; Экранная форма; Алгоритм регулировки подачи нефтегазовой смеси; Алгоритм регулирования расхода газа на выходе.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Трубченко Татьяна Григорьевна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Белоевко Елена Владимировна</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Старший преподаватель ОАР ИШИТР</p>	<p>Сидорова Анастасия Александровна</p>			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>8Т6А</p>	<p>Воробьева Анастасия Витальевна</p>		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники
 Уровень образования – бакалавриат
 Период выполнения – весенний семестр 2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы :	04.06.2020
---	------------

Дата контроля	Название раздела(модуля)/ вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
02.06.2020	Основная часть	75
25.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
20.05.2020	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОАР ИШИТР	Сидорова Анастасия Александровна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н., доцент		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
8Т6А	Воробьевой Анастасии Витальевне

Школа	ИШИТР	Отделение школы (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04. Автоматизация технологических процессов и производств

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оклад консультанта - 12663 руб. Материальные затраты – 430,5 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Накладные расходы 10%; Районный коэффициент 30%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Выявление потенциальных потребителей, анализ конкурентных разработок, SWOT-анализ.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Планирование работ, построение диаграммы Ганта, планирование бюджета НТИ.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка сравнительной эффективности исследования: Интегральный показатель ресурсоэффективности – 4,2.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Карта сегментирования рынка
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Матрица SWOT
4. График проведения и бюджет НТИ
5. Диаграмма Ганта
6. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубоченко Татьяна Григорьевна	Доцент, к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т6А	Воробьева Анастасия Витальевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
8Т6А	Воробьевой Анастасии Витальевне

Школа	ИШИТР	Отделение (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств

Тема ВКР:

Автоматизированная система управления расходом нефти в установке подготовки нефти	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Проектирование автоматизированной системы управления трехфазным сепаратором. Разработка алгоритмов управления и мнемосхемы для контроля и регулирования технологических параметров.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 31.12.2014)</p> <p>ГОСТ 12.2.032-78. Система стандартов безопасности труда.</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.</p> <p>ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.</p> <p>ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.</p> <p>Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" от 24.06.1998 N 89-ФЗ, "Об отходах производства и потребления».</p>
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	1. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 2. Повышенный уровень шума. 3. Отклонение показателей микроклимата. 4. Электромагнитное излучение. 5. Электробезопасность.
3. Экологическая безопасность:	<p>Анализ негативного воздействия на окружающую среду работы установки подготовки нефти:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Влияние на атмосферу (выброс загрязняющих веществ); – Влияние на литосферу (загрязнение почвы нефтепродуктами, утилизация остатков нефтепродуктов); – Влияние на гидросферу (загрязнение водоемов нефтепродуктами).

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС при эксплуатации установки подготовки нефти – производственные аварии (пожары, взрывы).
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Белоенко Елена Владимировна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т6А	Воробьева Анастасия Витальевна		

Реферат

Пояснительная записка содержит 103 страниц машинописного текста, содержит 27 таблиц, 17 рисунков, 1 список использованных источников, состоящий из 27 наименований, 9 приложений.

Цель работы – повышение эффективности автоматизированной системы управления расходом нефти в установке подготовки нефти.

В данной работе приведены решения по автоматизации работы нефтегазосепаратора, выбору контроллерного оборудования и датчиков. В ходе работы разработаны следующие схемы: схема автоматизации, схема соединения внешних проводок, схема информационных потоков.

Разработанная система может применяться промышленными нефтяными предприятиями в системах контроля, управления и сбора данных. Система имеет повышенную надежность и точность измерений по сравнению с уже существующей разработкой.

В разделе финансовый менеджмент рассмотрены вопросы планирования и бюджета научно-исследовательской работы, проведен анализ конкурентных технических решений.

В разделе социальная ответственность рассмотрены ключевые вопросы обеспечения безопасности и обустройства рабочего места.

Ключевые слова: проект, автоматизированная система управления, нефтегазосепаратор, уровень раздела фаз, уровень, установка подготовки нефти, расход, датчики.

Содержание

Определения, сокращения, обозначения	13
Введение.....	15
1 Требования к разрабатываемой системе.....	16
1.1 Назначение и цели модернизации системы	16
1.2 Требования к системе управления	17
2 Система автоматизации установки подготовки нефти	21
2.1 Описание технологического процесса.....	21
2.2 Разработка структурной схемы системы автоматизации	23
2.3 Разработка функциональной схемы автоматизации	24
2.4 Разработка информационного обеспечения.....	25
2.5 Выбор аппаратно-технических средств.....	26
2.5.1 Выбор датчика уровня.....	26
2.5.2 Выбор датчиков давления.....	30
2.5.3 Выбор датчиков расхода	32
2.5.4 Выбор исполнительных механизмов	33
2.5.5 Выбор контроллерного оборудования.....	36
2.6 Разработка схемы внешних проводок.....	38
2.7 Разработка алгоритмов управления	40
2.7.1 Алгоритм регулировки подачи нефтегазовой смеси.....	41
2.7.2 Алгоритм регулирования расхода газа на выходе	41
2.7.3 Алгоритм управления технологическим параметром.....	42
2.8 Разработка экранных форм	47
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	49
3.1 Предпроектный анализ.....	50
3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	50
3.2 Анализ конкурентных технических решений.....	50
3.3 SWOT-анализ.....	53
3.4 Планирование научно-исследовательской работы.....	54
3.4.1 Структура работ	54

3.4.2 Разработка графика проведения научно-технического исследования	55
3.5 Бюджет научно-технического исследования	58
3.5.1 Расчёт материальных затрат	58
3.5.2 Расчет амортизационных отчислений	59
3.5.3 Расчёт заработной платы и отчислений во внебюджетные фонды ..	60
3.5.4 Накладные расходы	62
3.5.5 Формирование бюджета научно-технического исследования	62
3.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования ..	63
Заключение по разделу	64
4 Социальная ответственность	66
4.1 Правовые вопросы обеспечения безопасности	67
4.2 Эргономические требования	67
4.3 Производственная безопасность	69
4.3.1 Анализ вредных факторов	70
4.3.2 Анализ опасных факторов	76
4.4 Экологическая безопасность	78
4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	79
4.5.1 Пожарная безопасность	79
Заключение	81
Conclusion	82
Список используемой литературы	83
Приложение А (обязательное) Структурная схема	86
Приложение Б (обязательное) Функциональная схема автоматизации	88
Приложение В (обязательное) Функциональная схема автоматизации (ANSI)	90
Приложение Г (обязательное) Функциональная схема автоматизации	92
Приложение Д (обязательное) Схема информационных потоков	94
Приложение Е (обязательное) Схема соединения внешних проводок	96

Приложение Ж (обязательное) Алгоритм регулировки подачи нефтегазовой смеси	98
Приложение З (обязательное) Алгоритм регулирования расхода газа на выходе.....	100
Приложение И (обязательное) Мнемосхема	102

Определения, сокращения, обозначения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

автоматизированная система; АС: Комплекс аппаратных и программных средств, а также персонала, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса, производства, предприятия. АСУ применяются в различных отраслях промышленности, энергетике, транспорте и т. п.;

автоматизированная система управления технологическим процессом; АСУ ТП: Комплекс программных и технических средств, предназначенный для автоматизации управления технологическим оборудованием на предприятиях. Под АСУ ТП обычно понимается комплексное решение, обеспечивающее автоматизацию основных технологических операций на производстве в целом или каком-то его участке, выпускающем относительно завершённый продукт;

автоматизированное рабочее место; АРМ: Комплекс средств вычислительной техники и программного обеспечения, располагающийся непосредственно на рабочем месте сотрудника и предназначенный для автоматизации работы сотрудника в рамках его специальности;

пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) регулятор: Устройство, используемое в системах автоматического управления для поддержания заданного значения измеряемого параметра. ПИД-регулятор измеряет отклонение стабилизируемой величины от заданного значения (уставки) и выдаёт управляющий сигнал, являющийся суммой трёх слагаемых, первое из которых пропорционально этому отклонению, второе пропорционально интегралу отклонения и третье пропорционально производной отклонения;

интерфейс: Совокупность аппаратных и программных средств, необходимых для взаимодействия с программой, устройством, функцией и т.д.;

интерфейс оператора: Набор аппаратно-программных компонентов АСУ ТП, который обеспечивает взаимодействие между пользователями и системой;

мнемосхема: Наглядное графическое изображение функциональной схемы управляемого или контролируемого объекта;

объект управления: Система, на которую направлены управляющие воздействия с ПЛК;

протокол: Формальный набор соглашений, управляющий форматированием и относительной синхронизацией обмена сообщениями между двумя коммуникационными системами;

техническое задание; ТЗ: Технический документ, устанавливающий цели, набор требований и ключевые исходные данные, требуемые на этапах разработки проектируемой системы;

технологический процесс (ТП): Идущие подряд технологические взаимосвязанные действия, требуемых для производства конкретного типа работ;

тег: Дескриптор, который применяется для группирования, поиска, описания данных и задания внутренней структуры;

ANSI/ISA: Американский национальный институт стандартов/Американское общество приборостроителей.

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими определениями:

ПЛК: Программируемый логический контроллер;

КИПиА: Контрольно-измерительные приборы и автоматика;

ПО: Программное обеспечение;

ИМ: Исполнительный механизм;

ФСА: Функциональная схема автоматизации;

БД: База данных;

ПДУ: Пульт дистанционного управления;

НГС: Нефтегазосепаратор;

УПН: Установка подготовки нефти;

ПТК: Программно-технический комплекс;

ПО: Программное обеспечение;

ИС: Информационная система;

КЗ: Короткое замыкание.

Введение

Находясь в условиях жесткой конкуренции, связанной с рыночными ценами на сырье и условиями продажи, предприятия нефтехимической промышленности заинтересованы в автоматизации как можно большего количества технологических процессов. Автоматизированные системы управления позволят не только обезопасить людей, работающих непосредственно на промысле, от влияния вредных факторов, но и улучшить качество получаемого продукта и наладить бесперебойную работу комплексов установок.

Внедрение на производстве автоматизированных систем управления позволяет решить множество задач, приводящих к замещению человеческого труда аппаратным. Вследствие чего уменьшается численность рабочих, занятых непосредственно на производстве, увеличивается производительность труда и повышается его эффективность, уменьшается влияние человеческого фактора на технологический процесс.

Цель работы – повышение эффективности автоматизированной системы управления расходом нефти в установке подготовки нефти. Для успешного выполнения работы использованы технические и программные средства, математический аппарат и программное обеспечение при проектировании автоматизированных систем управления SCADA. Помимо этого, целью является получение навыков по разработке конструкторско-технической документации в электронной форме и использованию справочной литературы и интернет-ресурсов для поиска необходимых решений.

1 Требования к разрабатываемой системе

1.1 Назначение и цели модернизации системы

Данная АСУ ТП должна обеспечить:

- автоматическое регулирование уровня и расхода нефти;
- контроль параметров технологического процесса подготовки нефти;
- визуализацию хода технологического процесса станции с отображением актуальной информации о состоянии УПН и ее параметрах;
- безопасность процесса обезвоживания и обессоливания нефти;
- Дистанционное управление установкой;
 - решение задач автоматического регулирования, аварийной защиты;
 - выдачу предупреждающих и аварийных сообщений посредством персонального компьютера.

Системой предусматривается возможность вмешательства оператора технологической установки подготовки нефти в ход осуществляемого технологического процесса путем подачи команд с автоматизированного рабочего места, организованного на базе ПК.

Модернизация установки подготовки нефти проводится для достижения следующих целей:

- улучшение технических характеристик и производительности установки;
- увеличение экономической выгоды для предприятия посредством снижения расхода катализаторов и топлива, а также увеличения ресурсов установки;
- обеспечение минимизации потерь;
- увеличение времени бесперебойной работы комплекса;
- повышение уровня безопасности УПН;
- повышение качества получаемой продукции.

Объектом автоматизации является процесс регулирования расхода нефти на выходе нефтегазосепаратора и уровня нефти в нефтегазосепараторе. В качестве регулируемого параметра будет выступать расход обезвоженной и обессоленной нефти на выходе нефтегазосепаратора в одном случае и уровень в нефтегазосепараторе в другом.

1.2 Требования к системе управления

Программно-технологические средства системы, входящие в комплекс технических средств, должны иметь необходимые сертификаты соответствия.

На всех уровнях установки подготовки нефти должна быть обеспечена защита от проникновения на АСУ ТП третьих лиц и доступа к ее функциям и соответствующей информации посредством создания индивидуальных паролей, обеспечивающих права доступа.

Технические средства должны соответствовать следующим основным требованиям:

- функционировать на современных операционных системах и аппаратных платформах с учетом уровня и темпа развития программных средств;
- датчики, используемые в системе, должны отвечать требованиям взрывобезопасности;
- обладать устойчивостью к воздействию температур от минус 30 до 40 °С и влажности не менее 75%.

Количество технических средств в составе АСУ ТП должно быть достаточным для реализации функций, указанных в данном ТЗ. Комплекс АСУ ТП строится на базе следующих специализированных программно-технических средств:

- контроллеры;
- средства хранения данных;
- средства измерения;

- средства метрологической поверки оборудования;
- датчики;
- исполнительные механизмы.

Поставщик программно-технического комплекса (ПТК) должен выбираться на альтернативной основе исходя из технико-экономического обоснования.

ПТК должен отвечать современным стандартам качества и надёжности, а также иметь сертификаты, подтверждающие его соответствие ГОСТ.

Система должна предусматривать возможность автономной работы ПТК на различных уровнях.

Должна быть реализована система, предотвращающая несанкционированный доступ в ПТК на всех его уровнях. Эта защита должна быть реализована с помощью паролей, ключей допусков или других способов, отвечающих нормам безопасности.

Система должна иметь модульную архитектуру. Контроллеры должны располагаться так, чтобы к ним был беспрепятственный доступ. Сами контроллеры должны иметь модульную архитектуру, которая бы позволяла свободную компоновку каналов ввода/вывода.

Согласно ГОСТ Р 51904-2002 [1], программным обеспечением называется совокупность компьютерных программ и программных документов, необходимых для эксплуатации этих программ.

Программное обеспечение (ПО) должно базироваться на международных стандартах и отвечать следующим принципам:

- модульность построения всех составляющих;
- иерархичность собственно ПО и данных;
- функциональная достаточность (полнота);
- удобство эксплуатации;
- эффективность (минимальные затраты ресурсов на создание и обслуживание ПО);

- простота интеграции (возможность расширения и модификации);
- гибкость (возможность внесения изменений и перенастройки);
- живучесть (выполнение возложенных функций в полном или частичном объемах при сбоях и отказах, восстановление после сбоев);
- унификация решений;
- простота и наглядность состава, структуры и исходных текстов программ.

Должны быть предусмотрены меры по защите информации и недопущению внесения изменений в базовое ПО без привлечения разработчика ПТК.

Требования, предъявляемые к информационному обеспечению:

- информационное обеспечение должно быть достаточным для поддержания всех автоматизируемых функций объекта;
- для кодирования входной и выходной информации, которая используется на высшем уровне управления, должны быть использованы классификаторы этого уровня;
- для кодирования информации должны использоваться принятые у заказчика классификаторы;
- должна быть обеспечена совместимость с информационным обеспечением систем, взаимодействующих с разрабатываемой системой;
- графики формирования и содержание информационных сообщений, а также используемые аббревиатуры должны быть общеприняты в этой предметной области и согласованы с заказчиком;
- формы документов должны отвечать требованиям корпоративных стандартов заказчика (или унифицированной системы документации).

Нормативно-техническая документация, используемая в ходе выполнения работы:

1. ГОСТ 34602-89 [2]. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы. Москва: Изд-во стандартов, 1989. – 12 с.
2. МЭК 61131-3-2016 [3]. Контроллеры программируемые. Языки программирования. Москва: Изд-во стандартов, 2016.
3. ГОСТ 24.104-85 [4]. Автоматизированные системы управления. Общие требования. Москва: Изд-во стандартов, 2013.
4. ГОСТ 21.408-2013 [5]. Система проектной документации для строительства (СПДС). Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов (с Поправками). Москва: Изд-во стандартов, 2013.
5. ГОСТ 19.002-80 [6]. Схемы алгоритмов и программ. Правила выполнения. Москва: Изд-во стандартов, 2080.

2 Система автоматизации установки подготовки нефти

2.1 Описание технологического процесса

Установка подготовки нефти предназначена для приема продукции нефтяных скважин, ее предварительного разделения на нефть, попутный нефтяной газ и пластовую воду и последующей подготовки нефти до товарного качества.

Основной технологической установкой на УПН является нефтегазосепаратор, который является объектом автоматизации в данной работе. Технология сепарации заключается в выделении трех составляющих из поступающей жидкости: газа, воды и нефти. При проведении сепарации требуется контроль за уровнем жидкости, находящейся в двух отсеках нефтегазосепаратора, давлением внутри емкости и расходом составляющих на выходе с возможностью регулирования этих параметров.

Схема технологического процесса приведена на рисунке 1.

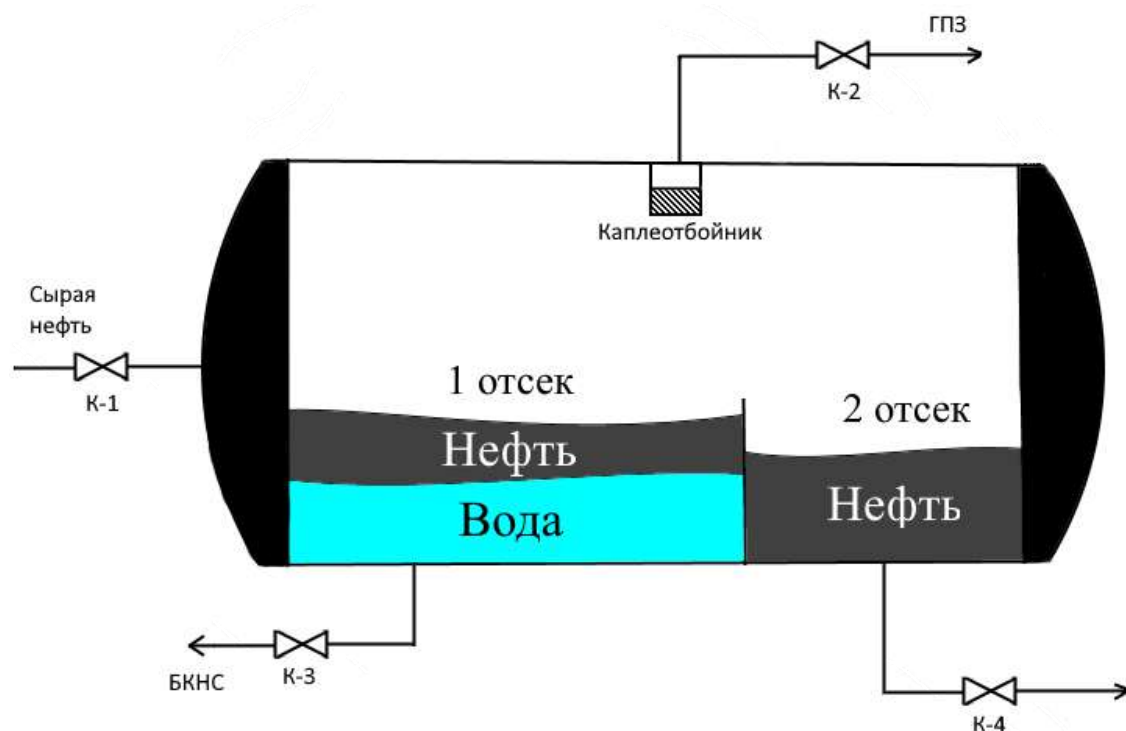


Рисунок 1 – Схема технологического процесса

Нефтегазовая смесь из сборного коллектора через задвижку поступает в НГС. Газ, отделенный от жидкости, собирается в верхней части аппарата,

проходит устройство улавливания капельной жидкости и выводится через задвижку выхода газа. Выделившийся газ через расходомер под собственным давлением, транспортируется в газопровод, затем следует на газоперерабатывающий завод.

Из первого отсека нефть, отделенная от воды, поступает во второй отсек, а выделенная вода через расходомер направляется на блочную кустовую насосную станцию (БКНС). Процесс откачки воды из первого отсека регулируется положением уровня раздела фаз: при повышении уровня раздела фаз вода сливается через задвижку. Процесс слива нефти контролируется уровнем взлива, осуществляется с помощью задвижки.

Традиционным решением задачи управления процессом сепарации является оснащение НГС набором датчиков, равных количеству контролируемых параметров.

Система производит автоматическое регулирование следующих параметров:

- уровень раздела фаз;
- давление газа на выходе;
- расход газа на выходе;
- уровень нефти в НГС;
- расход нефти на выходе.

Система контролирует следующие параметры:

- расход нефти;
- расход воды;
- рабочее давление;
- давление газа на выходе.

Основными задачами автоматизации установки подготовки нефти являются:

- подбор современного оборудования, отвечающего предъявляемым требованиям;

- повышение надежности установки;
- увеличение срока эксплуатации установки;
- преимущественное использование датчиков отечественных производителей для минимизации стоимости установки.

2.2 Разработка структурной схемы системы автоматизации

Проектирование автоматизированной системы выполнено по принципу трехуровневой иерархии. Структурная схема системы приведена в приложении А.

На полевом уровне данной схемы располагаются местные показывающие приборы и первичные СИ, исполнительные механизмы и устройства местного управления.

Для контроля технологических параметров предусматривается использование средств КИПиА.

Средний уровень предусматривает сбор и первичную обработку информации с устройств полевого уровня, контроль обозначенных параметров, передачу (прием) данных на средний уровень (со среднего уровня).

На основе информации, поступившей на средний уровень, формируются команды управления (автоматически или оператором). В данной проектируемой системе средний уровень представлен распределённой системой управления в составе двух шкафов (ввода-вывода и управления). Оба шкафа построены на базе ПЛК.

На верхнем уровне происходит сосредоточение, обработка и упорядочивание (формирование базы данных) информации с нижних уровней. Также предусматривается индикация необходимых параметров, регистрация и хранение информации. Здесь происходит формирование отчетной документации и осуществление управления технологическими режимами системы.

2.3 Разработка функциональной схемы автоматизации

Функциональная схема автоматизации (ФСА) – это технический документ, входящий в основной комплект рабочих чертежей, проектируемой системы автоматизации, согласно ГОСТ 21.408 – 2013 [5]. ФСА создается с целью отображения основных технических решений. Объект управления рассматривается как комплекс оборудования (основного и вспомогательного) со встроенными в него органами.

ФСА может быть выполнена упрощенным или развернутым способами. Отличие развернутого в том, что на схеме изображаются места расположения и состав средств автоматизации. Приборы и средства автоматизации изображаются в виде условных графических изображений, согласно ГОСТ 21.208-2013 [7].

На ФСА изображают технологическое оборудование и связующие элементы АС, средства автоматизации в объемах, предусмотренных РД 39-0137095-001-86 [8] и ПБ 08-624-03 [9], которые позволяют управлять основными технологическими процессами, регулировать наиболее важные параметры установок, измерять, регистрировать и сигнализировать предупредительные и аварийные значения параметров, определяющих взрывопожароопасность техпроцесса по давлению, температуре, уровню, загазованности и т.п., а также, в необходимых случаях, блокировать (отключать) технологическое оборудование (резервуары, насосы и т.п.) по аварийным значениям параметров, чтобы исключить опасное развитие техпроцесса.

Средства автоматизации обеспечивают следующие основные функции:

- автоматическое регулирование технологического процесса;
- защиту основных и вспомогательных агрегатов и систем;
- дистанционный контроль и регистрацию текущих значений основных технологических параметров и состояния технологического оборудования.

Функциональная схема автоматизации работы нефтегазосепаратора приведена в приложении Б, В, Г.

2.4 Разработка информационного обеспечения

В разработку информационного обеспечения входит разработка схемы информационных потоков. Данная схема отражает три уровня сбора и хранения информации:

- Верхний уровень – уровень корпоративного информационного архивного хранения. Информация представляется в виде экранных форм/мнемосхем. В автоматическом режиме в АРМ формируются различные отчеты.

- Средний уровень – уровень текущего хранения, то есть буферная база обмена данными, которая выполняет роль распределителя информационных потоков между системой автоматики и рабочей станцией. Средний уровень можно назвать маршрутизатором потоков от датчиков и систем автоматики к телемеханике верхнего уровня.

- Нижний уровень – уровень сбора данных устройств типа ввод/вывод, включающие в себя данные сигналов о состоянии технологического процесса, а также данные о преобразовании сигналов.

Схема информационных потоков представлена в приложении Д.

Каждый сигнал контроля и управления имеет свой идентификатор (ТЕГ), представляющий собой набор определенных символов.

Структура шифра имеет следующий вид: AAA_BBB_CCCC_DDDDD, где

1. AAA – параметр, состоящий из 3-х символов, принимающий значения:

PRS (Pressure) – давление;

LVL (Level) - уровень

CON (consumption) – расход.

2. BBB – код технологического аппарата (или объекта), содержащий 3 символа:

PIP (pipeline) – трубопровод;

OGS (oil and gas separator) – нефтегазосепаратор.

3. CCCC - уточнение:

RNG (Range) – в рамках рабочего диапазона;

HL (high limit) – верхнее предельное значение;

LL (low limit) – нижнее предельное значение.

Список идентификаторов представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень идентификаторов сигналов

Идентификатор	Назначение идентификатора
PRS_OGS_RNG1	Давление в НГС
LVL_HL_RNG2	Уровень жидкости в НГС (аварийный)
LVL_OGS_RNG3	Уровень раздела фаз в НГС
LVL_HL_RNG4	Уровень нефти во втором отсеке НГС
PRS_PIP_RNG5	Давление газа на выходе
CON_PIP_RNG6	Расход газа на выходе
CON_PIP_RNG7	Расход воды на выходе
CON_PIP_RNG8	Расход нефти на выходе

2.5 Выбор аппаратно-технических средств

2.5.1 Выбор датчика уровня

В проектируемой системе используется 2 вида уровнемеров: для измерения уровня раздела фаз в первом отсеке НГС и для измерения уровня нефти во втором отсеке.

Выбор датчиков уровня основывался на оценке следующих характеристик:

- диапазон измерений;
- допускаемая погрешность;

- выходные сигналы;
- наличие взрывозащиты;
- условия окружающей среды;
- коррозионная стойкость;
- цена.

Зарубежные датчики при выборе не учитывались. Также все приборы имеют стойкость к агрессивным средам. В таблице 2 представлены необходимые характеристики.

Таблица 2 – Сравнение характеристик датчиков уровня раздела фаз

Датчик	KM26	У-1500	AT100
Диапазон измерения, м	до 10	до 15	до 22,3
Базовая погрешность	$\pm 0,01\%$	до $\pm 20\text{мм}$	$\pm 0,01\%$
Выходные сигналы	(4 - 20) мА	(4-20) мА, RS485	Modbus RTU, RS485
Температура рабочей среды, °С	от минус 200 до 537	от 0 до 90	от минус 196 до 427
Давление рабочей среды, МПа	до 310	до 1,6	До 207
Температура окружающей среды, °С	от минус 50 до 77	от минус 50 до 50	от минус 50 до 77

Для проектируемой схемы выберем датчик KM26, представленный на рисунках 2 и 3, так как он имеет наибольшие диапазоны температуры и давления рабочей среды, а также диапазон температуры окружающей среды. И при это небольшую погрешность. Выбранный уровнемер уступает остальным в диапазоне измерений, но этот показатель не повлияет на выбор, так как заявленного диапазона измерений будет достаточно для корректной работы.

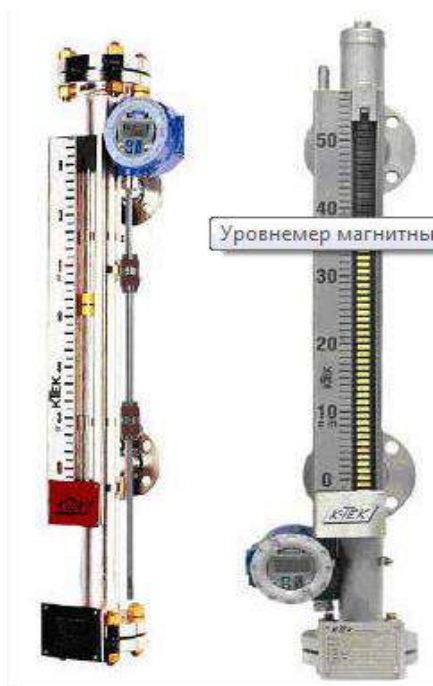


Рисунок 2 – Уровнемер магнитный KM26 с преобразователем АТ 200



Рисунок 3 – Закладные детали: фланец и уплотнение

Преобразователь АТ200 легко присоединяется к KM26 сбоку. KM26 может комплектоваться сигнализаторами уровня серии MS. Сигнализаторы располагаются снаружи выносной камеры и срабатывают под действием магнитного поля поплавка.

Особенности:

- измерения не зависят от изменений диэлектрической постоянной, плотности, температуры, давления пара, кипения и т.д.;
- преобразователь и индикатор не соприкасаются со средой;
- измерение одновременно двух уровней;

- высокая точность 0,01 %;
- высокая температура до 537 °С;
- высокое давление до 310 бар.

При выборе датчиков уровня было рассмотрено три варианта: ЛИМАКО УЛМ-31А2, ОВЕН ПДУ-И, УЛМ-11 ТИТАН-270У-02. Как видно из таблицы 3, самую меньшую погрешность из рассматриваемых датчиков имеют УЛМ-11А2 и УЛМ-31А2, а самую большую – LMK 858. Кроме того, все приборы имеют выходной сигнал (4-20) мА. Уровень нефти в ректификационной колонне достигает 700 мм, поэтому все выбранные приборы соответствуют данному требованию.

Таблица 3 – Сравнение характеристик датчиков уровня

Наименование датчика	ЛИМАКО УЛМ-31А2	ОВЕН ПДУ-И	ТИТАН-270У-02
Диапазон измерений	От 0,6 до 15 м	От 0 до 4 м	От 0,15 до 2 м
Допускаемая погрешность	± 10 мм	±0,1 %	±0,15 %
Выходные сигналы	(4-20) мА, RS-485, Modbus	(4-20) мА	Modbus RTU, RS485, (4-20) мА, HART
Температура окружающей среды, °С	от минус 40 до 50	от минус 40 до 85	от минус 40 до 85
Температура рабочей среды, °С	от минус 40 до 50	от минус 60 до 125	от минус 30 до 70
Длина монтажной части	60 мм	100 мм	60 мм

В результате сравнения выбранных уровнемеров был выбран ОВЕН ПДУ-И, представленный на рисунке 4, так как он обладает наибольшей точностью и соответствует заявленным параметрам системы.



Рисунок 4 – Датчик ОВЕН ПДУ-И с фланцевым креплением

Поплавок с постоянным магнитом перемещается вместе с уровнем жидкости по штоку, в котором находится матрица герконов и сопротивлений. Под воздействием магнитного поля происходит срабатывание герконов, цепь работает по схеме трёхпроводного потенциометра. При изменении уровня жидкости изменяется выходное сопротивление датчика, преобразуемое в выходной сигнал (4-20) мА, что прямо пропорционально уровню жидкости [10].

2.5.2 Выбор датчиков давления

При выборе датчиков давления было решено остановиться на датчиках избыточного давления. Выбор производился между следующими датчиками: Метран-150CG, Terlopribor Crocus-L, HMP 331-A-S.

Основные показатели, используемые при сравнении датчиков:

- диапазон измерений;
- базовая погрешность;
- выходные сигналы;
- температура окружающей среды;
- температура рабочей среды;
- примерная стоимость датчика.

Таблица 4 – Сравнение характеристик датчиков избыточного давления

Датчик	Метран-150CG	Терлоприбор Crocus-L	HMP 331-A-S
Диапазон измерения, МПа	От 0,2 до 10	От 0,04 до 40	От 0,001 до 25
Температура рабочей среды, °C	от минус 40 до 149	от минус 50 до 85	от минус 40 до 100
Температура окружающей среды, °C	от минус 55 до 80	от минус 45 до 80	от минус 50 до 60
Выходные сигналы	(4-20) мА, HART	(4-20) мА, HART	(4-20) мА, HART
Базовая приведенная погрешность, %	до $\pm 0,075$	до $\pm 0,075$	до $\pm 0,075$
Цена, руб.	39000	30000	42000

Учитывая, что все образцы удовлетворяют необходимому диапазону измерения, выбор производился на основании температур окружающей и рабочей сред. В качестве датчика избыточного давления был выбран датчик Метран-150CG, представленный на рисунке 5.



Рисунок 5 – Датчик давления Метран-150CG

В датчике есть преобразователь и сенсор, внутри которого находится измерительный блок и плата преобразователя АЦП. После поступления давления в камеру измерительного блока полученное значение преобразовывается за счет деформации чувствительного элемента и изменения электросигнала. Выпускается во фланцевом исполнении.

2.5.3 Выбор датчиков расхода

Выбор датчиков давления проводился по следующим характеристикам:

- диапазон измерений;
- допускаемая погрешность;
- выходные сигналы;
- степень пылевлагозащиты;
- температура окружающей среды.

Сравнение характеристик выбранных датчиков приведено в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнение характеристик расходомеров

Датчик	Rosemount 8732E	TRICOR TCM 0650	ЭлМетро- Фломак
Диапазон измерения, м ³ /ч	До 600 (DN200)	До 1000 (DN200)	До 600 (DN200)
Базовая погрешность	до $\pm 0,25\%$	до $\pm 0,1\%$	до $\pm 0,5\%$
Выходные сигналы	(4-20) мА, HART, Modbus, Ethernet, импульсный, дискретный	(4-20) мА, HART, частотный от 0,5 до 10000 Гц	Modbus RTU, HART + Modbus RTU, (4-20) мА, RS- 485
Степень пылевлагозащиты	IP67	IP67	IP67

Продолжение таблицы 5 – Сравнение характеристик расходомеров

Температура окружающей среды, °C	от минус 34 до 65	от минус 40 до 70	от минус 40 до 60
----------------------------------	-------------------	-------------------	-------------------

На основании сравнения характеристик выбранных расходомеров был выбран TRICOR TCM 0650, представленный на рисунке 6, поскольку он обладает наилучшими параметрами точности и имеет наибольший диапазон измерения из сравниваемых расходомеров.



Рисунок 6 – Расходомер TRICOR TCM 0650

В основе принципа действия кориолисового расходомера лежит изменение фаз механических колебаний U-образных трубок, по которым движется среда. Сдвиг фаз пропорционален величине массового расхода. Поток с определенной массой, движущийся через входные ветви расходомерных трубок, создает кориолисову силу, которая сопротивляется вибрации расходомерных трубок [11].

2.5.4 Выбор исполнительных механизмов

Исполнительные механизмы являются приводной частью регулирующего органа (клапан, задвижка, заслонка и т.п.) и предназначены

для его перемещения. В проектируемой системе исполнительные устройства представлены запорнорегулирующей арматурой, поэтому в качестве ИМ были выбраны шиберные задвижки с дистанционным (с помощью электропривода) и ручным управлением, представленные на рисунке 7.

Шиберные задвижки отличаются малой строительной длиной, имеют простое устройство, что влечет за собой простоту установки, удобство эксплуатации и надежность. Кроме того, этот тип задвижек имеет такие преимущества как отсутствие застойных зон, способность к самоочистке, а также быстроедействие и герметичность.



Рисунок 7 – Задвижка шиберная

Исходя из оценки технических и экономических показателей, был проведен выбор задвижки. Рассматривались 3 варианта SH153-02, Thermador тип 170 и SH156-03. Сравнение характеристик представлено в таблице 6.

Таблица 6 – Сравнение характеристик исполнительных механизмов

Электропривод	SH153-02	Thermador тип 170	SH156-03
Управление	Ручное/дистанционное	Ручное/дистанционное	Ручное/дистанционное

Продолжение таблицы 6 – Сравнение характеристик исполнительных механизмов

Среда	Воздух, газ, жидкость, сыпучие среды	Жидкость	Воздух, газ, жидкость, сыпучие среды
Герметичность	Односторонняя – класс «А», без протечек	Односторонняя – класс «А», без протечек	Односторонняя – класс «А», без протечек
Выходные сигналы	HART, Modbus-RTU	Modbus-RTU	Modbus-RTU, (4-20) мА
Температура окружающей среды, °С	от минус 40 до 50	от минус 10 до 40	от минус 25 до 50
Рабочая температура среды, °С	от минус 25 до 80	От минус 10 до 80	от минус 25 до 110
Страна-производитель	Польша	Франция	Россия

По итогу анализа характеристик был выбран SH156-03. SH156-03– взрывозащищенные многооборотные, поворотные, линейные электроприводы, управляющие трубопроводной арматурой с условным проходом до 200 мм.

Основные функции электропривода SH156-03 со встроенным частотным преобразователем:

- управление трубопроводной арматурой с регулированием крутящего момента, скорости положения;
- управление трубопроводной арматурой с отключением по моменту, положению;

- дистанционное управление электроприводом с помощью встроенного модуля ввода/вывода;
- самодиагностика аварийных и предаварийных событий и сохранение их в «черном ящике» с привязкой по времени [12].

2.5.5 Выбор контроллерного оборудования

При выборе контроллерного оборудования было рассмотрено несколько отечественных и зарубежных вариантов: DCS-2000, Emerson Delta V, ПЛК210-05-CS.

Таблица 7 – Сравнение характеристик контроллерного оборудования

Контроллерное оборудование	DCS-2000	Emerson DeltaV	ПЛК210-05-CS
Объем флеш-памяти, Мбайт	8	48	512
Выходные сигналы	ETHERNET, RS-485, RS-232	Modbus TCP (Сервер и Клиент), Ethernet/IP, Сервер OPC UA	RS 485, (4-20) мА, Ethernet, Modbus RTU, Modbus ASCII, OVEN
Устройство резервирования	есть	есть	есть
Степень защиты	IP55	IP 20, NEMA 12	IP20
Рабочая температура окружающей среды, °С	от минус 25 до 60	от минус 40 до 70	От минус 40 до 55

Все варианты имеют схожие характеристики, но ввиду того, что ПЛК210-05-CS, представленный на рисунке 8, производства компании ОВЕН обеспечивает наиболее оптимальное решение задач автоматизации, имеет больший объем памяти, в данной работе будет использован данный

контроллер. В таблице 8 приведены основные технические характеристики контроллера.

Таблица 8 – Технические характеристики ПЛК210-05-CS

Технический параметр	Значения
Объем оперативной памяти	256 Мбайт
Объем флеш-памяти	512 Мбайт
Дискретные входы/выходы	12/8
Аналоговые входы/выходы	8/4



Рисунок 8 – ПЛК210-05-CS

ПЛК210-05-CS является моноблочным контроллером с расширенными коммуникационными возможностями и дополнительными функциями надежности. В рамках единого ПО пользователь разрабатывает управляющую логику, человеко-машинный интерфейс и настраивает обмен с другими устройствами. Основным коммуникационным интерфейсом ПЛК210 является Ethernet. Контроллер имеет 4 порта Ethernet, 3 из которых объединены в

управляемый коммутатор. Это позволяет использовать различные сетевые топологии, а также применять контроллер в качестве шлюза между промышленной сетью и сетью предприятия.

2.6 Разработка схемы внешних проводок

Схема внешних электрических проводок приведена в приложении Е. Система включается в себя следующие приборы:

- датчик уровня ОВЕН ПДУ-М;
- датчик уровня раздела фаз КМ26;
- датчик давления Метран-150CG;
- датчики расхода TRICOR TCM 0650.

Данные приборы обеспечивают преобразование в унифицированный токовый сигнал (4-20) мА.

Для передачи сигналов от перечисленных выше датчиков на щит контрольно-измерительных приборов и автоматики выбран кабель КВВГ, представленный на рисунке 9. Расшифровка этого провода:

К — контрольный кабель;

В — изоляция внутри выполнена из ПВХ;

В — внешняя также изготовлена из ПВХ материалов;

Г — указывает на то, что изделие гибкое.

Основные характеристики кабеля данного типа:

- температурный режим нормального функционирования от минус 50 до 70 °С;
- максимально разрешенная температура эксплуатации 75 °С, при 80 и более КВВГ выходит из строя;
- разрешенное максимальное напряжение 630 В;
- влажность воздуха не должна быть выше 92 %;
- разрешенная температура при прокладке кабеля от 0 до 15 °С;

- сопротивление изоляции от 5 до 9 МОм на километр. Чем провод толще, тем ниже показатель сопротивления;

- строительная длина 145 м;

- разрешенный радиус загиба 4 собственных диаметра.

Модификация выбранного кабеля: КВВГ нг 4х2,5: кабель выполнен из меди, нг – провод обладает низкой горючестью и не распространяет дальнейшее возгорание, 4 – количество жил, 2,5 – сечение жил.

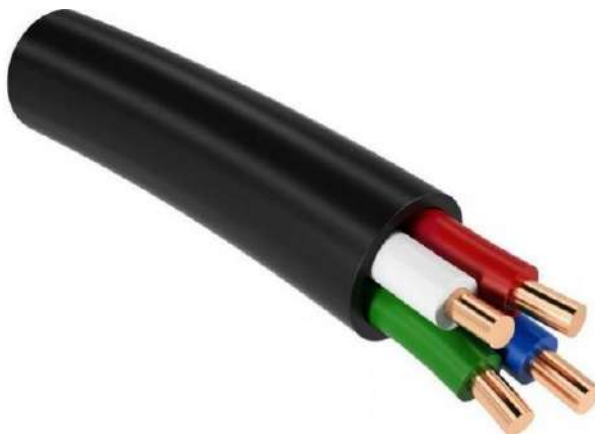


Рисунок 9 – Кабель КВВГ

Кабель КВВГ Применяется для контрольных цепей, которые соединяют контрольное оборудование с приборами, размещаемыми на различных механизмах и рабочих платформах. Цепи управления, необходимы для того, чтобы удаленно включать разные приборы, управлять их работой, предостерегать от КЗ.

Технические и эксплуатационные характеристики кабелей КВВГ представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристики кабеля КВВГ

Температура окружающей среды при эксплуатации	от минус 50 до 50 °С
Срок службы:	
– при прокладке в земле (траншеях) и на эстакадах;	15 лет
– при прокладке в помещениях, каналах, туннелях	25 лет

Продолжение таблицы 9 – Характеристики кабеля КВВГ

<p>Электрическое сопротивление изоляции жил КВВГ при температуре 20°C сечением:</p> <ul style="list-style-type: none"> – от 0,75 до 1,55 мм²; – от 2,5 до 4 мм²; – 6 мм² 	<p>не менее 10 Мом * км</p> <p>Не менее 9 Мом * км</p> <p>Не менее 6 Мом * км</p>
Номинальная толщина изоляции жил	2,5 мм
Допустимая температура нагрева жил КВВГ при эксплуатации	+ 70 °С
<p>Минимально допустимый радиус изгиба при прокладке (при t° не ниже 0 °С):</p> <ul style="list-style-type: none"> – с наружным диаметром до 10 мм включительно – с наружным диаметром свыше 10 мм до 25 мм включительно 	<p>3 диам. кабеля</p> <p>4 диам. кабеля</p>

2.7 Разработка алгоритмов управления

Алгоритм – это совокупность последовательности действий. В данной работе алгоритм описывает логику работы программного блока или процесса.

Каждый алгоритм представляет собой модули и их взаимосвязь, а модули (элементы алгоритма) изображаются определенными символами.

Основные цели, преследуемые разработкой алгоритмов управления:

- повышение уровня информативности персонала и достоверности данных по состоянию технологического оборудования;
- повышение оперативности действий оператора;

- повышение качества ведения технологического и его безопасности;
- повышение надежности управления объектом.

Алгоритмы позволяют обрабатывать входные сигналы и команды оператора, поступающие с АРМ оператора, а также выдавать управляющее воздействие на исполнительный механизм и сообщения оператору.

2.7.1 Алгоритм регулировки подачи нефтегазовой смеси

Алгоритм регулировки подачи нефтегазовой смеси представлен в приложении Ж. Данный алгоритм предназначен для контроля уровня нефтегазовой смеси и давления в первом отсеке нефтегазосепаратора, а также отключения установки при выходе вышеперечисленных параметров за границы допустимых пределов.

При открывании задвижки подачи нефтегазовой смеси К-1 происходит ее подача в первый отсек нефтегазосепаратора, после чего фиксируется действительный уровень и давление смеси в первом отсеке нефтегазосепаратора. Если эти параметры не превышают заранее установленных, подача смеси продолжается. Если же хотя бы один из параметров превышает критическое значение, работа установки прекращается.

2.7.2 Алгоритм регулирования расхода газа на выходе

Алгоритм регулирования расхода газа представлен в приложении З. Данный алгоритм предназначен для регулировки выхода газа в зависимости от собственного давления газа, выделившегося в ходе сепарации, а также в зависимости от значений параметров давления и уровня нефтегазовой жидкости в НГС.

Принцип работы заключается в следующем: фиксируются текущие значения давления газа на выходе из нефтегазосепаратора, уровень и давление смеси в емкости нефтегазосепаратора, после чего данные значения

сравниваются. При достижении значения давления газа выше допустимого открывается задвижка К-4 и газ отправляется на факел. При увеличении уровня или давления смеси до критических значений в емкости НГС установка останавливается. Если ни одно из значений данных параметров не достигает критического, установка продолжает работать в том же режиме.

2.7.3 Алгоритм управления технологическим параметром

Для управления выбран участок трубопровода между точкой измерения расхода и регулирующим органом. Длина участка определяется правилами установки датчика и регулирующих органов. Участок «расход вещества через клапан – расход вещества через расходомер» описывается апериодическим звеном первого порядка с чистым запаздыванием, время которого составляет несколько секунд [13].

Приведем передаточную функцию объемного расхода жидкости:

$$W(p) = \frac{Q_k(p)}{Q(p)} = \frac{1}{Tp+1} e^{-\tau_0 p}, \quad (1)$$

$$\text{где } T = \frac{2Lfc^2}{Q}, \tau_0 = \frac{Lf}{Q}, c = \frac{Q}{f} \sqrt{\frac{\gamma}{2\Delta p g}},$$

$Q_k(p)$ – объемный расход жидкости после клапана;

$Q(p)$ – измеряемый объемный расход жидкости (до клапана);

γ – удельный вес жидкости (800 кгс/м³ – для нефти);

L – длина участка трубопровода между точкой измерения и точкой регулирования;

d – диаметр трубы;

f – площадь сечения трубы;

Δp – перепад давления на трубопроводе;

τ_0 – запаздывание;

T – постоянная времени.

Исходные данные для заданной конструкции аппарата:

$$L = 10 \text{ м}, d = 0,1 \text{ м}, \Delta p = 1 \text{ Мпа} = 101971 \text{ кгс/м}^2,$$

$$Q = 200 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,0556 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$f = \frac{\pi r^2}{2} = \frac{\pi d^2}{8} = 3,14 * \frac{0,1^2}{8} = 0,003925 \text{ м}^2.$$

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q} = \frac{2Lf}{Q} * \frac{Q^2}{f^2} * \frac{\gamma}{2\Delta p f g} = \frac{LQ\gamma}{\Delta p f g} = \frac{10 * 0.0556 * 800}{101971 * 0.00393 * 9.8} = 0,113;$$

$$\tau_0 = \frac{Lf}{Q} = \frac{10 * 0,003925}{0,0556} = 0,706.$$

Следовательно, передаточная функция будет иметь вид

$$W(p) = \frac{Q_k(p)}{Q(p)} = \frac{1}{0,213p+1} e^{-\tau_0 p},$$

Соответственно, отношение $W(p) = \frac{\tau_0}{T} = \frac{0,706}{0,113} = 6,248$.

Система состоит из двух замкнутых контуров регулирования – контура регулирования электропривода и внешнего контура регулирования расхода [14].

Произведем моделирование системы регулирования расхода нефти на выходе из нефтегазосепаратора при помощи системы математического моделирования Matlab Simulink. На рисунке 10 показан вид модели в пакете Simulink.

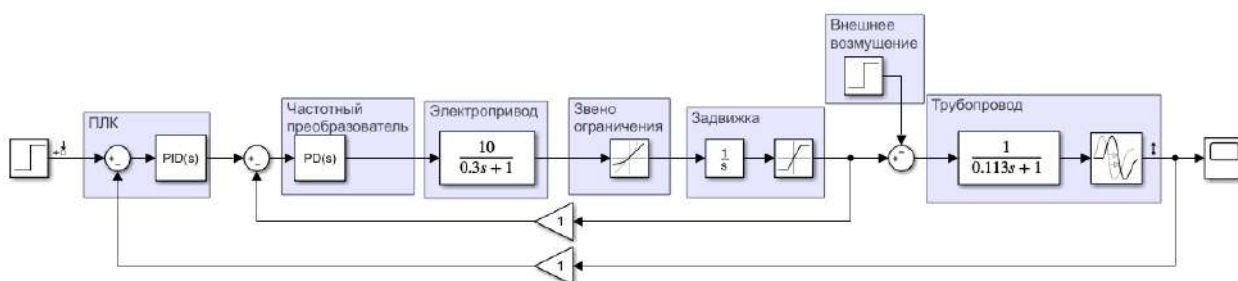


Рисунок 10 – Схема системы автоматического регулирования расхода нефти на выходе нефтегазосепаратора

Настроим частотный преобразователь, заданный ПИД-регулятором, используя автонастройки Simulink (рисунок 11). Наличие во внутреннем контуре интегратора исключает необходимость интегральной составляющей в регуляторе, поэтому выбор был сделан в пользу ПД-регулятора.

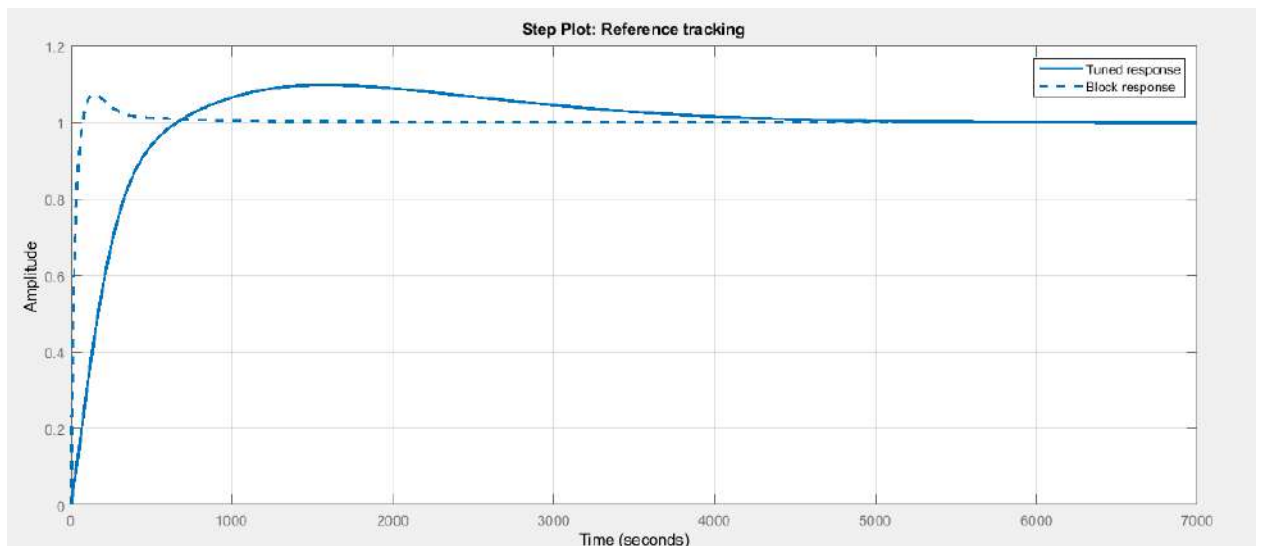


Рисунок 11 – Характеристика после автонастройки частотного преобразователя, заданного ПИД-регулятором

При помощи автонастройки были получены значения ПД-регулятора, представленные на рисунке 12.

Controller parameters

Source:

Proportional (P):

Derivative (D):

☒ Use filtered derivative

Filter coefficient (N):

Automated tuning

Select tuning method:

☒ Enable zero-crossing detection

Рисунок 12 – Значения ПД-регулятора

Настроим внешний ПИД-регулятор, используя функцию автонастройки Simulink рисунок 13.

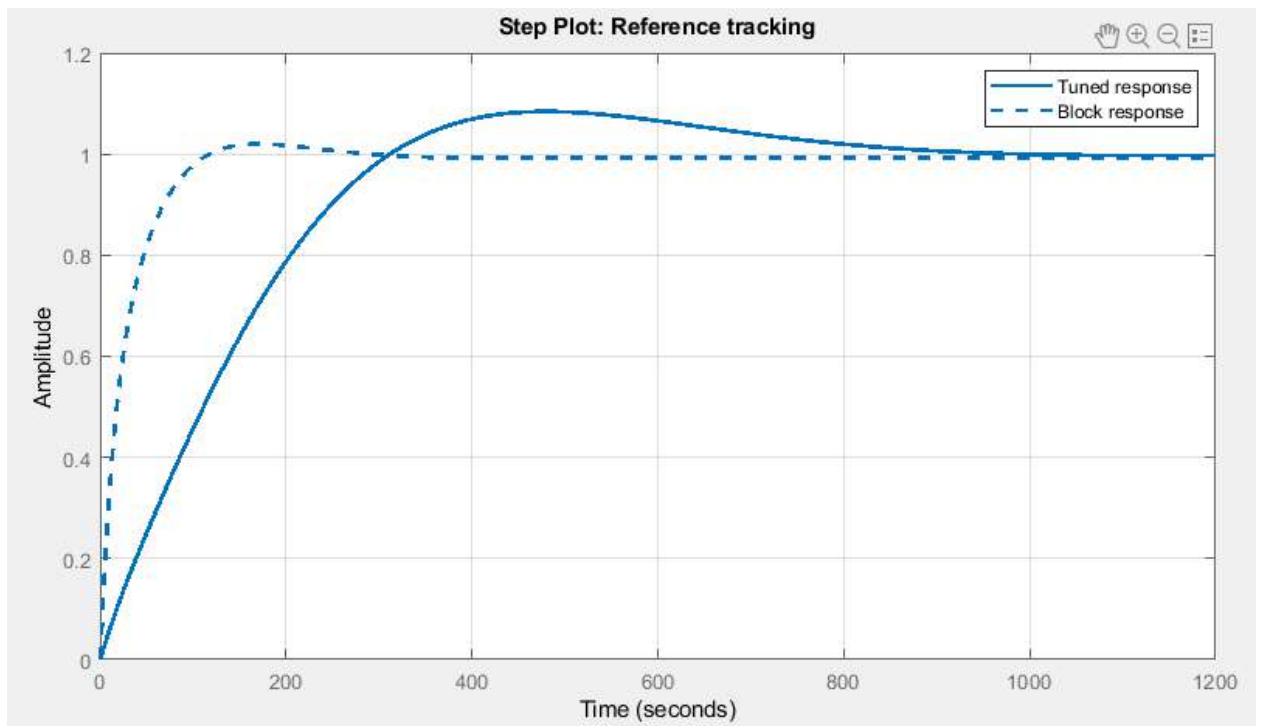


Рисунок 13 – Характеристика после автонастройки внешнего ПИД-регулятора

При помощи автонастройки были получены значения ПИД-регулятора, представленные на рисунке 14.

Controller parameters

Source:

Proportional (P):

Integral (I):

Derivative (D):

☒ Use filtered derivative

Filter coefficient (N):

Automated tuning

Select tuning method:

☒ Enable zero-crossing detection

Рисунок 14 – Значения внешнего ПИД-регулятора

Построим график переходного процесса САР расхода нефти с использованием алгоритмов ПИД-регулирования (рисунок 15).

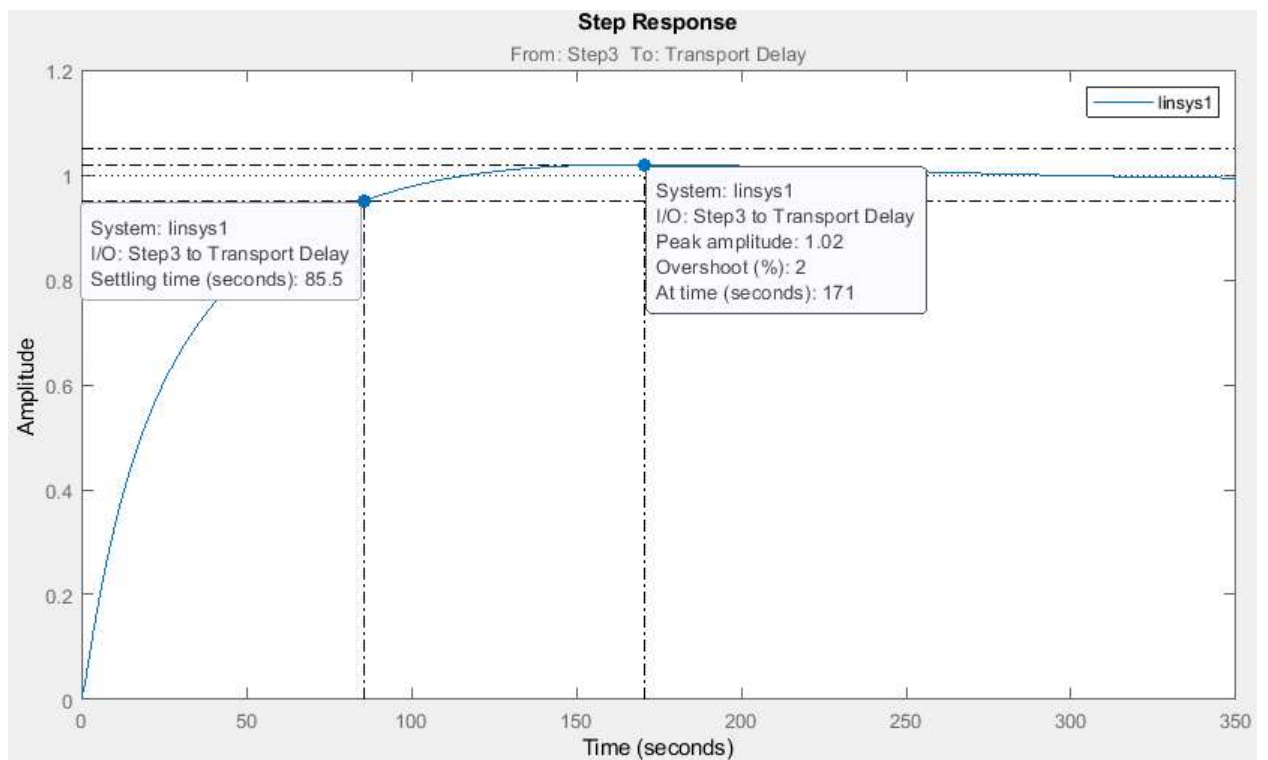


Рисунок 15 – Характеристики переходного процесса САР расхода нефти

На рисунке 16 представлены показания осциллографа.

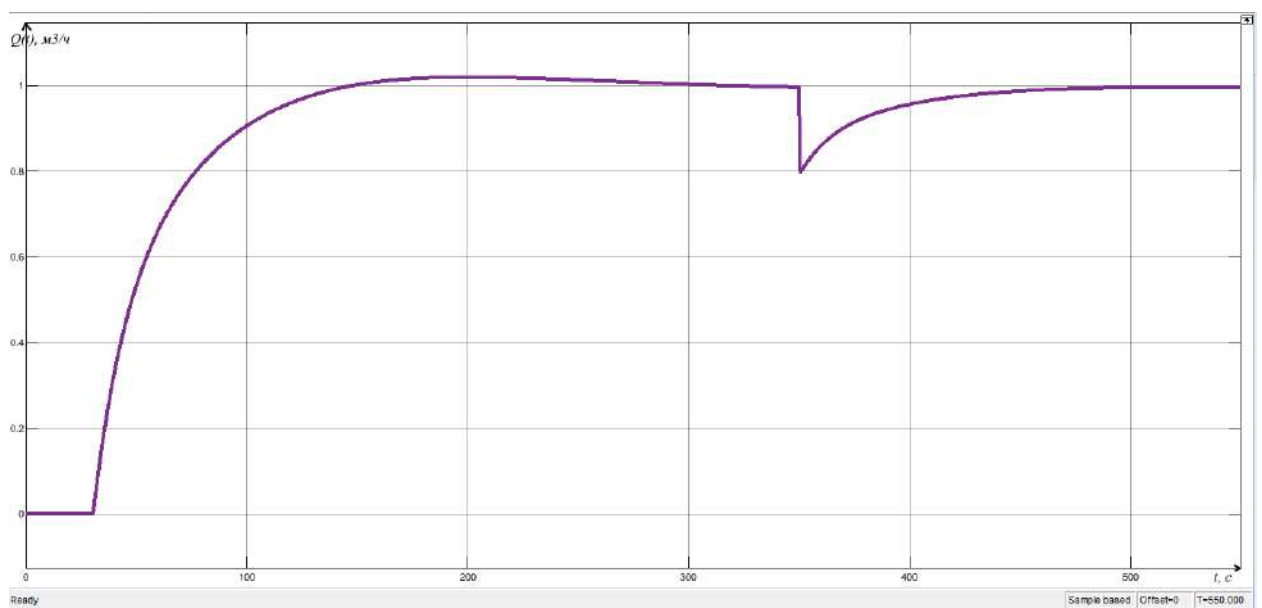


Рисунок 16 – Показания осциллографа на выходе системы

Из рисунка 16 можно сделать вывод о том, что система справляется с возмущающим воздействием, так как после воздействия на систему внешнего воздействия система возвращается в единицу

Исходя из полученных результатов можем сделать вывод о том, что была получена система с перерегулированием 2% и временем переходного процесса 85,5 с. Данные показатели являются удовлетворительными для данной системы.

2.8 Разработка экранных форм

«SCADA - программный пакет, предназначенный для разработки или обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга или управления». Исходя из определения SCADA-системы, можно выделить ее возможности:

- сбор информации от устройств нижнего уровня;
- хранение, архивирование собранной информации для последующей обработки, например, для создания архивов, реализации на собранных данных аварийной сигнализации и др.;
- наглядное представление технологического процесса для оператора, то есть оператор в удобной для него форме наблюдает за данными датчиков, установленных непосредственно на объекте управления данной SCADA-системы;
- возможность взаимодействия с технологическим процессом, - передача управляющих команд;
- обмен информацией с другими программами;
- формирование отчетов.

Мнемосхема, представленная в приложении И, позволяет отслеживать параметры системы управления нефтегазосепаратором. На ней представлена информация о параметрах нефтегазосепаратора таких, как уровень и давление нефтегазовой жидкости в емкости нефтегазосепаратора, а также уровень раздела фаз во втором отсеке. Кроме того, присутствуют кнопки пуска и

останова подачи жидкости в емкость нефтегазосепаратора. Оператор может в любой момент остановить подачу жидкости, если что-то пойдет не так.

Помимо этого, в режиме реального времени оператор АРМ может наблюдать за показателями уровня раздела фаз в аппарате, расхода нефти, газа и воды, а также давлением газа на выходе и расходом управлять такими показателями как рабочее давление и температура.

Необходимое значение давления оператор в окно управления давлением. При соответствии введенного и реального значений, экран контроля подсвечивается зеленым, а при несоответствии – красным цветом.

В верхней части аппарата предусмотрено поле вывода ошибок, активные ошибки подсвечиваются красным цветом.

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

На сегодняшний день перспективность научных разработок и исследований определяется не столько масштабом открытия, сколько их коммерческой ценностью. При поиске источников финансирования для проведения научного исследования необходимым условием является оценка коммерческой ценности разработки с целью получения прибыли в ходе ее коммерциализации. Коммерческая привлекательность открытий, помимо превышения технических параметров над уже существующими разработками, определяется еще и способностью разработчика быстро найти ответы на вопросы о востребованности его изобретения на рынке, конечной стоимости продукта, бюджете проекта и срок, за который продукт сможет выйти на рынок.

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является анализ и расчет основных параметров для реализации конкурентоспособной разработки, которая в перспективе принесет выгоду и позволит сократить издержки производства, а также будет отвечать требованиям ресурсоэффективности и ресурсосбережения. Суть разработки заключается в автоматизации процесса регулирования расходом нефти на выходе из трехфазного сепаратора путем модернизации установки.

3.1 Предпроектный анализ

3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

В ходе выполнения работы был разработан алгоритм управления расходом нефти на выходе из трехфазного сепаратора и подобрано оборудование, соответствующее требованиям процесса. Потенциальными потребителями результатов данной разработки являются коммерческие организации нефтегазовой отрасли. Для проведения качественного анализа потребителей результатов разработки необходимо рассмотреть целевой рынок и сегментировать его. Карта сегментирования рынка приведена в таблице 10. Таблица 10 – Карта сегментирования рынка по актуальности научного исследования

		Направления деятельности		
		Настройка регулирования расхода	Подбор и анализ работы	Конструирование нефтегазосепаратора
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

По приведенной карте сегментирования можно сделать вывод о том, что основными потребителями являются крупные нефтяные компании, для которых важен расчет и конструирование сепаратора, ввиду того что параметры установки должны рассчитываться индивидуально для каждого состава нефти.

3.2 Анализ конкурентных технических решений

Для проведения данного анализа необходимо составить оценочную карту, в которой будут отображены сравнительные характеристики проектируемой АСУ ТП установки подготовки нефти и существующую систему управления расходом нефти. В качестве конкурентной разработки

будет выступать нефтегазосепаратор, разработанный Научно-производственным объединением «Спецнефтемаш». Для проведения наиболее эффективного анализа должна быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках, такая, как технические характеристики разработки, ее конкурентоспособность, уровень завершенности научного исследования, финансовое положение конкурентов и перспектива развития созданной установки.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле 2:

$$K = \sum(B_i * B_i), \quad (2)$$

где K – конкурентоспособность разработки;

B_i – вес показателя;

B_i – балл i-го показателя.

Оценочная карта представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Проектируемая АСУ ТП	Конкурентная разработка	Проектируемая АСУ ТП	Конкурентная разработка
Технические характеристики оценки ресурсоэффективности					
Удобство в эксплуатации	0,1	4	4	0,4	0,4
Безопасность	0,2	4	5	0,8	1
Быстродействие	0,07	5	3	0,35	0,21

Продолжение таблицы 11 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Проектируемая АСУ ТП	Конкурентная разработка	Проектируемая АСУ ТП	Конкурентная разработка
Долговечность	0,08	4	3	0,32	0,24
Надежность	0,1	4	3	0,4	0,3
Точность измерений	0,1	5	4	0,5	0,4
Простота управления	0,05	4	3	0,2	0,15
Экономические критерии ресурсоэффективности					
Конкурентоспособность	0,07	3	1	0,21	0,07
Цена	0,1	3	3	0,3	0,3
Срок выхода на рынок	0,06	2	4	0,12	0,24
Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	3	0,28	0,21
Итого	1	42	38	3,88	3,52

Из приведенной таблицы можно сделать вывод о том, что недостатком конкурентной разработки является использование старого оборудования, что отрицательно сказывается на общей производительности установки.

По сравнению с уже существующей АСУ расходом нефти в УПН разрабатываемая система имеет следующие конкурентные преимущества:

быстродействие, надежность, долговечность, предполагаемый срок эксплуатации.

3.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ разрабатываемого проекта, необходимый для исследования внешней и внутренней среды проекта. По результатам его проведения у организации появляется представление о перспективах развития и возможных угрозах.

Итоговая матрица SWOT-анализа представлена в таблице 12.

Таблица 12 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны: С1: Надежность; С2: Простота эксплуатации; С3: Экономичность за счет использования оборудования от отечественных производителей; С4: Экологичность технологии</p>	<p>Слабые стороны: Сл1: Длительный период сепарации; Сл2: Длительный срок поставки оборудования; Сл3: Отсутствие возможности в производстве разрабатываемых установок «под ключ»; Сл4: Отсутствие квалифицированного персонала для поддержания корректной работы установки у потребителя.</p>
<p>Возможности: В1: Повышение стоимости конкурентных разработок; В2: Сотрудничество с изготовителями необходимого оборудования; В3: Появление спроса на новую разработку; В4: Использование оборудования отечественных производителей.</p>	<p>Создание конкурентоспособного проекта. Использование доступного современного оборудования, способного повысить качество и производительность работы установки.</p>	<p>Замена необходимого оборудования на схожее по функциональности. Проведение вводного инструктажа по эксплуатации установки на предприятии заказчика.</p>
<p>Угрозы: У1: Отсутствие спроса на продукты; У2: Высокая конкуренция в выбранной отрасли; У3: Увеличение цен необходимого оборудования; У4: Появление более качественных аналогов.</p>	<p>Улучшение качества работы системы. Выявление преимуществ новой системы над существующей. Применение разработки на внутреннем рынке.</p>	<p>Осуществление поиска и закупки оборудования заблаговременно. Совершенствования установки с учетом существующего оборудования.</p>

В ходе проведения SWOT-анализа выявлены возможности и угрозы для развития автоматизированной системы управления в будущем. Также по результатам проведенного SWOT-анализа можно сделать вывод о преимуществах разрабатываемой системы: надежность установки, простота эксплуатации, экономичность, экологичность производства. Помимо преимуществ выявлены и недостатки: длительный срок поставки оборудования, отсутствие возможности собирать установки «под ключ». Для устранения слабых сторон и минимизации последствий в случае возникновения угроз необходимо регулярно совершенствовать установку с использованием современных технологий и оборудования, а также заранее осуществлять закупку необходимого оборудования.

3.4 Планирование научно-исследовательской работы

3.4.1 Структура работ

Для наиболее эффективного достижения результата необходимо разбить процесс выполнения ВКР на этапы. При реализации проекта рассматриваются 2 исполнителя: консультант (К) и инженер (И). примерный порядок составления этапов и распределение исполнителей по ним приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Перечень этапов и распределение исполнителей

Этапы работы	Загрузка исполнителей
1. Постановка целей и задач исследования	К – 80% И – 20%
2. Обзор и изучение научной литературы	И – 100%
3. Сбор данных по существующим разработкам	И – 100%
4. Разработка технического задания	К – 30% И – 70%
5. Календарное планирование работ	К – 20% И – 80%
6. Описание технологического процесса	И – 100%
7. Разработка структурной схемы	И – 100%
8. Разработка функциональной схемы автоматизации	И – 100%

Продолжение таблицы 13 – Перечень этапов и распределение исполнителей

9. Разработка схемы информационных потоков	И – 100%
10. Разработка алгоритмов управления	К – 20% И – 80%
11. Проектирование SCADA-системы	И – 100%
12. Оформление расчётно-пояснительной записки	И – 100%
13. Подведение итогов	К – 100%

3.4.2 Разработка графика проведения научно-технического исследования

Трудоёмкость выполнения исследования оценивается экспертным путём в силу вероятностного характера величины. За единицу измерения трудоёмкости принимаются человеко-дни. Ожидаемая трудоёмкость рассчитывается по формуле 3:

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{\min} + 2 \cdot t_{\max}}{5}, \quad (3)$$

где $t_{ож}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения работы чел.дн;

t_{\min} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы, чел.дн;

t_{\max} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы, чел.дн.

Для построения графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта длительность каждого из этапов работ в рабочих днях переводится в календарные дни по формуле 4:

$$T_{КД} = T_{РД} \cdot K_{КД}, \quad (4)$$

где $T_{КД}$ – продолжительность выполнения работы в календарных днях;

$T_{РД}$ – продолжительность выполнения работы в рабочих днях;

$K_{КД}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле 5:

$$K_{KD} = \frac{T_{KD}}{T_{KD} - T_{ВД} - T_{ПД}}, \quad (5)$$

где T_{KD} – количество календарных дней в году;

$T_{ВД}$ – количество выходных дней в году;

$T_{ПД}$ – количество праздничных дней в году.

Значение коэффициента календарности для 2020 года 6:

$$K_{KD} = \frac{366}{366 - 66} = \frac{366}{300} = 1,22 \quad (6)$$

С учётом данных таблицы 13 и приведённых выше формул составляется расчётная таблица 14. Диаграмма Ганта, представляющая собой календарный график работ, приведена на рисунке 13.

Таблица 14 – Расчёт трудозатрат на выполнение работ

Наименование работы	Исполнители работ	Трудоемкость работ, дн.			Длительность работ по исполнителям, чел.дн			
		t _{min}	t _{max}	t _{ож}	Т _{рд}		Т _{кд}	
					К	И	К	И
1. Постановка целей и задач исследования	К, И	2	4	2,8	2,24	0,56	2,73	0,68
2. Обзор и изучение научной литературы	И	6	10	7,6	0	7,6	0	9,27
3. Сбор данных по существующим разработкам	И	5	12	7,8	0	7,8	0	9,5
4. Разработка технического задания	К, И	6	10	7,6	2,28	5,32	2,78	6,49
5. Календарное планирование работ	К, И	5	7	5,8	1,16	4,64	1,41 5	5,66
6. Описание технологического процесса	И	8	10	8,8	0	8,8	0	10,7 4

Продолжение таблица 14 – Расчёт трудозатрат на выполнение работ

7. Разработка структурной схемы	И	8	12	9,6	0	9,6	0	11,71
8. Разработка функциональной схемы автоматизации	И	7	12	9	0	9	0	10,98
9. Разработка схемы информационных потоков	И	8	14	10,4	0	10,4	0	12,688
10. Разработка алгоритмов управления	К, И	5	12	7,8	1,56	6,24	1,9	7,61
11. Проектирование SCADA-системы	И	4	8	5,6	0	5,6	0	6,83
12. Оформление расчётно-пояснительной записки	И	7	12	9	0	9	0	10,98
13. Подведение итогов	К	2	4	2,8	2,8	0	3,42	0
Итого:				94,6	7,8	84,56	12,25	103,14

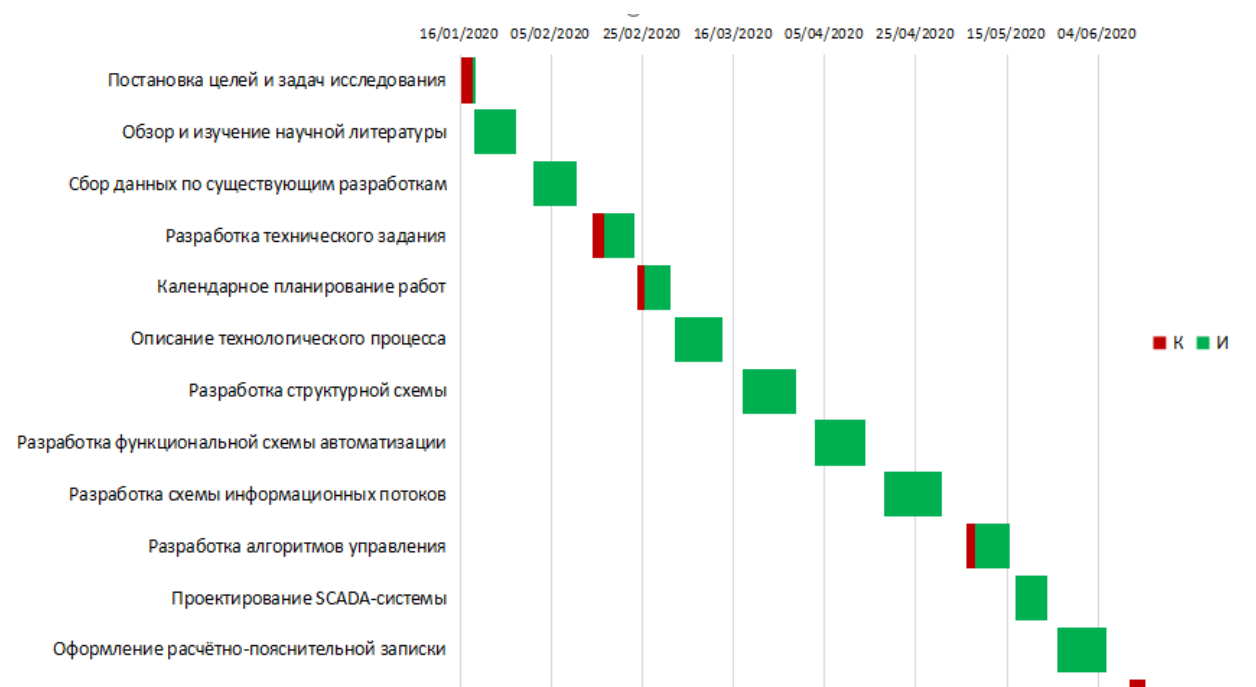


Рисунок 17 – Диаграмма Ганта

Из полученной диаграммы можно сделать вывод о том, что большую часть времени, затраченной на исследование занимает практическая часть работы. Время, затраченное в начале работы на изучение литературы и сбор данных по существующим разработкам, позволило быстрее справиться с практическими заданиями, указанными в техническом задании.

3.5 Бюджет научно-технического исследования

Данный пункт включает в себя все затраты, необходимые на проведение исследования до начала осуществления работ, что позволит судить об экономической эффективности работы. В этом разделе учитываются следующие статьи расходов:

- материальные затраты;
- амортизационные отчисления;
- заработная плата исполнителей;
- отчисления во внебюджетные фонды;
- накладные расходы.

3.5.1 Расчёт материальных затрат

Материальные затраты представляют собой совокупность материальных ценностей, расходуемых в процессе выполнения работ.

Сбор необходимой информации по существующим разработкам и выполнение практической части работы требует ряд определенных программ, таких, как Microsoft Office, MATLAB, Компас-3D и др. К основной части программ студенты Томского Политехнического университета имеют бесплатный доступ, остальные можно найти в свободном доступе в сети Интернет. Основные затраты представляют собой расходы на канцелярские принадлежности, используемые в ходе работы. Основная работа производилась с использованием ноутбука с бесплатным доступом к программе MATLAB.

При расчете материальных затрат также учитывались транспортно-заготовительные расходы в размере 5% от конечной стоимости материалов.

Расчет материальных затрат приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет материальных затрат

Наименование	Цена за ед., руб	Кол-во, шт.	Сумма, руб.
Тетрадь общая, 96 л.	90	1	90
Ручка шариковая	20	2	40
Бумага А4, 500 л.	280	1	280
Итого			410
Итого с учетом транспортно-заготовительных расходов			430,5

3.5.2 Расчет амортизационных отчислений

В качестве основного оборудования выступает ноутбук, так как на нем выполняются все основные этапы работы: сбор информации, создание схем автоматизации, моделирование системы в программе MATLAB, оформление расчетно-пояснительной записки. По календарному плану время написания выпускной квалификационной работы занимает 5 месяцев. Стоимость ноутбука 25000 рублей. Срок полезного пользования для офисной техники составляет около 3 лет.

Норма амортизации N_A рассчитывается как (7):

$$N_A = \frac{1}{T} * 100\%, \quad (7)$$

где T – срок полезного использования, лет (в нашем случае 3 года).

Тогда норма амортизации:

$$N_A = \frac{1}{3} * 100\% = 33,3\%. \quad (8)$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$A_{\text{год}} = 25000 * 0,33 = 8250 \text{ руб.} \quad (9)$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$A_{\text{мес}} = \frac{8250}{12} = 687,5 \text{ руб.} \quad (10)$$

Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$A = 687,5 * 3437,5 \text{ руб.} \quad (11)$$

3.5.3 Расчёт заработной платы и отчислений во внебюджетные фонды

Основная заработная плата студента и консультанта за выполнение НТИ, рассчитывается по формуле 12:

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} * Т_{\text{р}}, \quad (12)$$

где $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

$Т_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн;

$З_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата.

Среднедневная заработная плата $З_{\text{дн}}$ рассчитывается по формуле 13:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} * М}{F_{\text{д}}}, \quad (13)$$

где $З_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$М$ – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

- при отпуске в 24 рабочих дня $М = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

- при отпуске в 48 рабочих дня $М = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала (в рабочих днях).

В таблице 16 представлен баланс рабочего времени.

Таблица 16 – Баланс рабочего времени

Показатель рабочего времени	Инженер	Консультант
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	52	52
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	48	48
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	251

Месячный должностной оклад работника рассчитывается по формуле 14:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{ТС}} * (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) * k_{\text{р}}, \quad (14)$$

где $З_{\text{ТС}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{\text{ТС}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок, составляющий примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия – 15-20% от $З_{\text{ТС}}$);

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 для Томска.

Оклад консультанта принимается равным 12664 рубля, оклад инженера принимается равным размеру государственной академической стипендии студента, осваивающего образовательную программу бакалавриата – 1988 рублей.

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Основная заработная плата

Исполнители	Оклад, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$З_{\text{м}}$, руб.	$З_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб.дн.	$З_{\text{осн}}$, руб.
Консультант	12663	0,3	0,2	1,3	24693	1023	7,8	7979,4
Инженер	1988	0,3	0,2	1,3	3876,6	161	84,56	13614,16

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле 15:

$$З_{\text{доп}} = З_{\text{осн}} * k_{\text{доп}}, \quad (15)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,1).

Отчисления во внебюджетные фонды в соответствии с Налоговым кодексом РФ рассчитываются по формуле 16:

$$З_{\text{внеб}} = (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) * 0,3, \quad (16)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.

Результаты расчетов дополнительной заработной платы и отчислений во внебюджетные фонды представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет дополнительной заработной платы и отчислений во внебюджетные фонды

Исполнители	$Z_{\text{осн}}$	$Z_{\text{доп}}$	$Z_{\text{внеб}}$
Консультант	7979,4	797,94	2633,2
Инженер	13614,16	1316,42	4492,67
Итого	21620,56	2114,36	7125,87

3.5.4 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты компании, не попавшие в предыдущие статьи расходов: ксерокопирование и печать материалов исследования, размножение материалов, оплата услуг связи и электроэнергии и т.д. Величина накладных расходов определяется по формуле 17:

$$Z_{\text{накл}} = \text{сумма всех статей} * k_{\text{нр}}, \quad (17)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы (составляет 10%).

$$Z_{\text{накл}} = (430,5 + 3437,5 + 21620,56 + 2114,36 + 7125,87) * 0,1 = 3472,88.$$

Сумма накладных расходов равна 3472,88 рублей.

3.5.5 Формирование бюджета научно-технического исследования

Расчет бюджета затрат на научно-техническое исследование приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет бюджета затрат научно-техническое исследование

Наименование статьи	Сумма, руб.	Удельный вес, %
Материальные затраты	430,5	1,12
Затраты на амортизацию	3437,5	9

Продолжение таблицы 19 – Расчет бюджета затрат научно-техническое исследование

Затраты на основную заработную плату	21620,56	56,6
Затраты на дополнительную заработную плату	2114,36	5,53
Отчисления во внебюджетные фонды	7125,87	18,65
Накладные расходы	3472,88	9,1
Итого:	38201,67	100

По результатам проведенных расчетов можно сделать вывод о том, что основная часть затрат на проведение научно-технического исследования расходуется на заработную плату исполнителей.

3.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (18)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

Интегральный показатель ресурсоэффективности рассчитывается как:

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i, \quad (19)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки.

Сравнительная оценка характеристик представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Баллы		Ресурсоэффективность	
		Проектируемая разработка	Конкурентная разработка	Проектируемая разработка	Конкурентная разработка
Удобство в эксплуатации	0,2	4	4	0,8	0,8
Безопасность	0,2	4	5	0,8	1
Быстродействие	0,1	5	3	0,5	0,3
Надежность	0,2	4	3	0,8	0,6
Долговечность	0,1	4	3	0,4	0,3
Точность измерений	0,1	5	4	0,5	0,4
Простота управления	0,1	4	3	0,4	0,3
Итого	1	30	25	4,2	3,7

Из расчетов, приведенных в таблице 18 можно сделать вывод о том, что проектируемая разработка по интегральному показателю ресурсоэффективности является более выгодным и превосходит уже существующую разработку. В силу того, что проект является научной разработкой, рассчитать интегральный финансовый показатель разработки не представляется возможным.

Заключение по разделу

В данном разделе выявлены основные потребители разработки может применяться крупными нефтяными компаниями в полном объеме и частично мелкими и средними нефтяными предприятиями. Проведен анализ

конкурентных разработок, в качестве конкурентной разработки будет выступать нефтегазосепаратор, разработанный Научно-производственным объединением «Спецнефтемаш». По сравнению с уже существующей АСУ расходом нефти в УПН разрабатываемая система имеет следующие конкурентные преимущества: быстродействие, надежность, долговечность, предполагаемый срок эксплуатации.

В ходе проведения SWOT-анализа выявлены возможности и угрозы для развития автоматизированной системы управления в будущем. Способы минимизации влияния выявленных угроз представлены в подразделе 3. Расчет бюджета научно-технического исследования показал, что основная часть затраченных средств уйдет на заработную плату сотрудникам, меньше всего средств уйдет на материальные затраты. Общий бюджет разработки составляет 38201,67 рублей, продолжительность работ – 116 дней.

Заключительным этапом была оценка ресурсоэффективности разрабатываемого проекта. Оценка показала, что разрабатываемый проект превосходит уже существующий по интегральному показателю ресурсоэффективности, а рассчитать интегральный финансовый показатель разработки не представляется возможным, ввиду того, что разрабатываемый проект является лишь научно-исследовательской разработкой.

4 Социальная ответственность

Эффективность деятельности предприятия напрямую зависит от комфортной организации и регулярного улучшения условий труда сотрудников предприятия, так как условия труда подразумевают под собой совокупность факторов, оказывающих непосредственное влияние на здоровье и трудоспособность сотрудников, что прямым образом влияет на результат их деятельности и деятельность предприятия в целом.

Любая производственная деятельность связана с воздействием вредных и опасных факторов производства на работника. Основными задачами обеспечения безопасности жизнедеятельности являются: идентификация опасности и оценка негативных воздействий рабочего места, предупреждение вредных воздействий на человека, защита от опасных факторов, создание комфортных условий труда для сотрудника.

В данной работе рассматривается автоматизированная система управления расходом нефти в установке подготовки нефти, где автоматизация технологического процесса сепарации в нефтегазосепараторе позволяет осуществлять контроль за процессом без непосредственного присутствия работника вблизи установки. При такой автоматизации роль обслуживающего персонала ограничивается наблюдением за оптимальной работой установки и исправностью оборудования, ремонтом и наладкой аппаратуры в случае ее поломки. Контроль за установкой в основном связан с работой за персональным компьютером, где оператор может наблюдать за показателями необходимых величин и управлять работой установки.

При постоянной работе за компьютером человек подвергается воздействию следующих опасных и вредных производственных факторов: отклонения показателей микроклимата, повышенный уровень шума, недостаток света на рабочем месте. Помимо этого, работа за компьютером характеризуется умственным напряжением, нагрузкой на глаза, спину, шейный отдел позвоночника, монотонностью трудового процесса.

4.1 Правовые вопросы обеспечения безопасности

Независимо от организационно-правовых форм и форм собственности государственный контроль в организациях осуществляется уполномоченными государственными органами и инспекциями. К числу таких органов можно отнести Федеральную инспекцию труда, Федеральную службу по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека, а также государственную экспертизу условий труда. Права и обязанности работодателя и сотрудника регламентируются Трудовым кодексом Российской Федерации [15].

Опираясь на трудовой кодекс Российской Федерации, можно сделать вывод о том, что в условиях непрерывной работы производственного предприятия сотрудники не имеют возможности работать по пяти- или шестидневной рабочей неделе. В связи с этим персонал имеет сменные графики, которые позволяют осуществлять непрерывное обслуживание производственных процессов, регулярные выходные дни для отдыха каждой бригады, постоянный состав бригады, находящейся на смене, работу сотрудников сменами, имеющими постоянную продолжительность. Обычно на предприятиях применяется график, состоящий из четырех бригад сменности, при этом непосредственную трудовую деятельность осуществляют 3 бригады, тогда как четвертая отдыхает. Составление графиков работы бригад осуществляется на основании ст. 110 трудового кодекса Российской Федерации о предоставлении работникам еженедельного непрерывного отдыха продолжительностью не менее 42 часов.

4.2 Эргономические требования

Под рабочим местом оператора подразумевается зона трудовой деятельности оператора установки подготовки нефти, оснащенная техническими средствами и вспомогательным оборудованием, необходимым для осуществления функций контроля и управления системой и объектом. Рабочее место при выполнении работ в положении сидя должно

соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78 [16]. Целью организации рабочего места является оптимизация условий труда, обеспечивающих максимальную эффективность и надежность работы оператора. При организации рабочего места необходимо опираться на требования эргономики, то есть учитывать все факторы, влияющие на эффективность действий человека при обеспечении безопасных приемов его работы.

Размер рабочего места зависит от характера труда и может ограничиваться площадью, оснащенной основным и вспомогательным технологическим оборудованием, технологической оснасткой, инструментами и приспособлениями, а также пультом и щитом управления. Рабочие места проектируются с учетом антропометрических данных человека усредненных размеров человеческого организма, так как несоответствие размещения технологического оборудования физиологическим возможностям оператора может существенно повлиять на качество работы и скорость утомляемости сотрудника. Комфортной рабочей средой рабочего места называется такое состояние внешней среды на рабочем месте, которое обеспечивает оптимальную динамику работоспособности оператора, хорошее самочувствие и сохранение его здоровья.

Площадь на одно рабочее место пользователей ПЭВМ с ВДТ на базе электроннолучевой трубки (ЭЛТ) должна составлять не менее 6 м^2 , а объем не менее 20 м^3 . Схемы размещения рабочих мест с ВДТ и ПЭВМ должны учитывать расстояния между рабочими столами с видеомониторами (в направлении тыла поверхности одного видеомонитора и экрана другого видеомонитора), которое должно быть не менее 2,0 м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов - не менее 1,2 м. По отношению к проемам с естественным светом рабочие места операторов должны располагаться так, чтобы он падал сбоку, по возможности слева.

В случае выполнения пользователями ПЭВМ какой-либо творческой работы, требующей значительного умственного напряжения, рекомендуется изолировать их рабочие места друг от друга перегородками.

Конструкция рабочего стула (кресла) должна обеспечивать поддержание рациональной рабочей позы при выполнении работы, позволять изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения развития утомления. Тип рабочего стула (кресла) должен выбираться в зависимости от характера и продолжительности работы с ВДТ и ПЭВМ с учетом роста пользователя. Рабочий стул (кресло) должен быть подъемно-поворотным и регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, а также расстоянию спинки от переднего края сиденья, при этом регулировка каждого параметра должна быть независимой, легко осуществляемой и иметь надежную фиксацию. Поверхность сиденья, спинки и других элементов стула (кресла) должна быть полумягкой, с нескользящим, слабо электризующимся и воздухопроницаемым покрытием, обеспечивающим легкую очистку от загрязнений.

Высота рабочей поверхности стола для взрослых пользователей должна регулироваться в пределах 680 - 800 мм; при отсутствии такой возможности высота рабочей поверхности стола должна составлять 725 мм. Модульными размерами рабочей поверхности стола для ПЭВМ, на основании которых должны рассчитываться конструктивные размеры, следует считать: ширину 800, 1000, 1200 и 1400 мм, глубину 800 и 1000 мм при нерегулируемой его высоте, равной 725 мм. Рабочий стол должен иметь пространство для ног высотой не менее 600 мм, шириной - не менее 500 мм, глубиной на уровне колен – не менее 450 мм и на уровне вытянутых ног - не менее 650 мм.

4.3 Производственная безопасность

Для выбора факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные факторы. Классификация». Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой автоматизированной системы управления расходом нефти в установке подготовки нефти представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	1. Освещение – СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 [17] [18] 2. Шумы – СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [19]
2. Повышенный уровень шума	-	+	-	3. Микроклимат – СанПиН 2.2.4.548 – 96 [20] [21]
3. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	4. Электромагнитное излучение – СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [22]
4. Электромагнитное излучение	-	+	+	5. Электробезопасность – ГОСТ 12.1.038-82 [23]
5. Электробезопасность	+	+	+	

4.3.1 Анализ вредных факторов

4.3.1.1 Недостаточная освещённость рабочей зоны; отсутствие или недостаток естественного света

Рабочая зона или рабочее место оператора автоматизированной системы управления расходом нефти в установке подготовки нефти освещается таким образом, чтобы можно было отчетливо видеть процесс работы, не напрягая зрения, а также исключается прямое попадание лучей источника света в глаза.

Недостаточная освещенность рабочего пространства неблагоприятно влияет на органы зрения. Для обеспечения рационального освещения (отвечающего техническим и санитарно-гигиеническим нормам) необходимо правильно подобрать светильники в сочетании с естественным светом.

Поддерживать чистоту оконных стекол и поверхностей светильников. Правильно организованное освещение создает благоприятные условия труда, повышает работоспособность, действует на человека тонизирующие, создаёт хорошее настроение, улучшает протекание основных процессов нервной высшей деятельности и увеличивает производительность труда. Постоянная работа перед монитором способствует зрительному перенапряжению.

Кроме того, уровень необходимого освещения определяется степенью точности зрительных работ. Наименьший размер объекта различения составляет 0.5 - 1 мм. В помещении присутствует естественное освещение. По нормам освещенности [18] и отраслевым нормам, работа за ПК относится к зрительным работам высокой точности для любого типа помещений. Нормирование освещённости для работы за ПК приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Нормирование освещенности для работы с ПК

Характеристики зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Относительная продолжительность	Искусственное освещение				Естественное освещение	
					Освещенность на рабочей поверхности и от системы общего освещения	Цилиндрическая освещенность, лк	Объемный показатель URG, не более	Коэффициент пульсации освещенности К _н , %, не более	КЕО, %, при	
									Верхнее или комбинированное	Боковое
Высокой точности	От 0,3 до 0,5	Б	1	Не менее 70	300	100	21	15	22,3	11
			2	Не менее 70	200	75	24	15	22,5	00,7

Требования к освещению на рабочих местах, оборудованных ПК, представлены в таблице 21 [18].

Таблица 23 – Требования к освещению на рабочих местах с ПК

Освещенность на рабочем столе	300-500 лк
Освещенность на экране ПК	Не выше 300 лк
Блики на экране	Не выше 40 кд/м ²
Показатель ослеплённости	Не более 20
Показатель дискомфорта	Не более 15
Отношение яркости:	3:1-5:1
- между рабочими поверхностями	
- между поверхностями стен и оборудования	10:1
Коэффициент пульсации	Не более 5%

В случае отключения рабочего освещения предусмотрено аварийное освещение $E = 10$ лк.

Эвакуационное освещение предусмотрено в проходах, на лестницах, которое обеспечивает освещенность в помещениях 0,5 лк, на открытых территориях 0,2 лк.

Светильники аварийного освещения присоединяются к независимому источнику питания, а светильники для эвакуации людей к сети независимого от рабочего освещения. Для аварийного освещения применяют светильники с лампами накаливания.

4.3.1.2 Повышенный уровень шума

Во время работы оператор автоматизированной системы управления расходом нефти в установке подготовки нефти может быть подвергнут одному из важных факторов, оказывающих влияние на качество выполняемой работы, - шуму. Источниками шума являются: осветительные приборы, кондиционер, вентиляция и звуки, доносящиеся с улицы.

Шум оказывает негативное влияние на органы слуха, а также на всю нервную систему, тем самым ослабляя внимание и снижая концентрацию сотрудника.

Шум является одним из важных факторов, оказывающих влияние на качество выполняемой работы. При выполнении работ с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами, рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону предельно допустимое звуковое давление равно 75 дБА [19].

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется в соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 [25]. Согласно данному документу при выполнении основной работы на персональной электронно-вычислительной машине (ПЭВМ) уровень шума на рабочем месте не должен превышать 50 дБА.

В качестве средств коллективной защиты можно применять: звукопоглощающие материалы, звукоизоляцию, акустические экраны.

В качестве средств индивидуальной защиты работник может использовать специальные противошумные наушники.

Одним из самых простых и действенных способов облегчения работы, является отдых, поэтому целесообразно устраивать кратковременные перерывы в течении рабочего дня при отсутствующих источниках шума.

4.3.1.3 Отклонение показателей микроклимата

Основными характеристиками микроклимата являются влажность, температура и скорость движения воздуха. Продолжительное влияние неблагоприятных условий на человека могут привести к ухудшению самочувствия сотрудника, что снизит производительность его труда.

По степени физической тяжести работа оператора АСУ от носится к категории легких работ, а основная нагрузка на организм приходится на зрительные органы и позвоночник человека. Ввиду того, что основным видом

работы оператора автоматизированной системы управления расходом нефти в установке подготовки нефти является работа с прикладным программным обеспечением и технической документацией, потенциальными источниками опасных и вредных факторов являются персональные компьютеры и мониторы. Для минимизации воздействия этих факторов на человека в помещении должны быть предусмотрены оптимальные параметры микроклимата, которые установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. В соответствии с временем года и категорией тяжести работ определены оптимальные величины показателей микроклимата согласно требованиям [20] и приведены в таблице 24, а допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений приведены в таблице 25.

Таблица 24 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Категория 1а	23-25	40-60	0,1
Теплый	Категория 1а	20-22	40-60	0,1

Таблица 25 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		Ниже оптимальных не более	Выше оптимальных не более		Ниже оптимальных не более	Выше оптимальных не более
Холодный	Категория 1а	20-21,9	24,1-25	15-75	0,1	0,1
Теплый	Категория 1а	21-22,9	25,1-28	15-75	0,1	0,2

В зимнее время в помещении предусмотрена система отопления. Она обеспечивает достаточное, постоянное и равномерное нагревание воздуха. В соответствии с характеристикой помещения определен расход свежего воздуха согласно [20] и приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Расход свежего воздуха

Характеристика помещения	Объемный расход подаваемого в помещение свежего воздуха, м ³ /на одного человека в час
Объем до 20 м ³ на человека	Не менее 30
20...40 м ³ на человека	Не менее 20
Более 40 м ³ на человека	Естественная вентиляция

Для поддержания параметров микроклимата в диапазоне оптимальных на рабочем месте применяются следующие мероприятия: устройство систем вентиляции, кондиционирование воздуха и отопление помещения.

4.3.1.4 Электромагнитное излучение

Персональный компьютер и периферийные устройства являются потенциальными источниками электромагнитного излучения. Электромагнитные излучения оказывают негативное влияние на сердечно-сосудистую, нервную и эндокринную систему, а также могут привести к онкологическим заболеваниям.

Согласно с [22] рабочие места с персональными электронными вычислительными машинами должны быть оборудованы защитным занулением; подача электрического тока в помещение должна осуществляться от отдельного независимого источника питания; необходима изоляция токопроводящих частей и ее непрерывный контроль; должны быть предусмотрены защитное отключение, предупредительная сигнализация и блокировка. Во избежание негативного воздействия от электромагнитного излучения необходимо следовать основным нормам, описанным в СанПиН

2.2.2/2.4.1340-03 [22]. Требования к уровням электромагнитных полей на рабочих места, оборудованных ПВМ представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ на рабочих местах

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	В диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	25 В/м
	В диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного поля	В диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	250 нТл
	В диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15 Кв/М

Для снижения воздействия электромагнитного излучения применяют следующие меры:

- расстояние от монитора до работника должно составлять не менее 50 см;
- применение экранных защитных фильтров, а также средств индивидуальной защиты [19].

4.3.2 Анализ опасных факторов

4.3.2.1 Электробезопасность

Электробезопасность – это система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Электрический ток представляет собой скрытый тип опасности, т.к. его трудно определить в токо- и нетоковедущих частях оборудования, которые являются хорошими проводниками электричества. Смертельно опасным для жизни человека считают ток, величина которого превышает 0,05 А, ток менее 0,05 А – безопасен (до 1000 В).

Персональные электронные вычислительные машины и периферийные устройства являются потенциальными источниками опасности поражения человека электрическим током. В процессе работы оператора автоматизированной системы управления расходом нефти в установке подготовки нефти с персональным компьютером возможен удар током при соприкосновении с токоведущими частями оборудования.

Согласно с [26] рабочие места с ПЭВМ должны быть оборудованы защитным занулением; подача электрического тока в помещение должна осуществляться от отдельного независимого источника питания; необходима изоляция токопроводящих частей и ее непрерывный контроль; должны быть предусмотрены защитное отключение, предупредительная сигнализация и блокировка. Помещение, в котором расположено рабочее место, относится к категории без повышенной опасности, и соответствует установленным условиям согласно с [23]:

- напряжение питающей сети 220 В, 50 Гц;
- относительная влажность воздуха 50%;
- средняя температура около 24°C;
- наличие непроводящего полового покрытия.

Организационные мероприятия для защиты от поражения электрическим током:

- перед началом работы оператор должен убедиться в отсутствии висящих проводов, в целостности провода питания, а также в отсутствии видимых токоведущих частей;
- оператору запрещается прикасаться к задней панели системного блока при включенном питании;
- оператору запрещается самостоятельное вскрытие и ремонт оборудования;
- все работы по устранению неисправностей должен проводить квалифицированный персонал с исправным инструментом;

– оператор должен не допускать попадание влаги на поверхность устройств.

4.4 Экологическая безопасность

В процессе эксплуатации установки подготовки нефти возможна утечка нефтепродуктов из емкости нефтегазосепаратора, что может негативно отразиться на состоянии окружающей среды. По влиянию и длительности воздействия данные источники загрязнения относятся к прямым и постоянно действующим. УПН оказывает негативное влияние на все элементы окружающей среды: атмосферу, литосферу, гидросферу.

Выбросы загрязняющих веществ при пуске установки, продувке технологического оборудования, выбросы загрязняющих веществ при сбросах газа на факел негативно влияют на состояние атмосферы.

Перечень мероприятий, направленных на защиту окружающей среду от таких видов загрязнений:

1. Размещение объектов и предприятия на площадке таким образом, чтобы исключалось попадание дымовых факелов на селитебную зону;
2. Рациональное расположение заслона между жилым районом и предприятием в виде горной гряды, леса и т.д.;
3. Устройство санитарно-защитной зоны;
4. Кооперацию проектируемого объекта с другими предприятиями с целью уменьшения количества "грязных производств" на предприятии;
5. Использование современных технологий;
6. Увеличение единичной мощности агрегатов при одинаковой суммарной производительности; - применение рециркуляции дымовых газов.

Негативное влияние на литосферу может характеризоваться загрязнением почвы нефтепродуктами и химическими реагентами, используемыми в ходе осуществления процесса сепарации. Можно выделить следующие природоохранные мероприятия для этой категории загрязнений: сбор отходов, обустройство места и условия их временного хранения; вывоз

для утилизации, уничтожения или захоронения остатков нефтепродуктов, химреагентов и сопутствующих отходов согласно ФЗ от 24.06.1998 №89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» (ред.29.12.2015) [27].

Помимо этого, возможно оказание негативное воздействия на гидросферу при нарушении целостности установки и разливе нефти вблизи водоемов. Для исключения таких случаев объекты и трубопроводы располагают вдали от рек и озер, обеспечивают максимально возможную герметичность трубопроводов и емкостей установки подготовки нефти.

4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.5.1 Пожарная безопасность

Под пожарной безопасностью понимается состояние объекта, при котором исключается возможность пожара, а в случае его возникновения предотвращается воздействие на людей опасных факторов пожара и обеспечивается защита материальных ценностей [24].

Источниками зажигания на рабочем месте оператора автоматизированной системы управления расходом нефти в установке подготовки нефти могут быть электронные схемы от электронных вычислительных машин, приборы, применяемые для технического обслуживания, устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов.

Для операторской установлена категория пожарной опасности В – пожароопасные.

Основными задачами пожарной профилактики являются: предотвращение пожаров и возгорания, локализация возникших пожаров, защита людей и материальных ценностей, тушение пожара.

Мероприятия по пожарной профилактике разделяются на организационные, технические, эксплуатационные и режимные.

Организационные мероприятия предусматривают правильную эксплуатацию оборудования, правильное содержание зданий и территорий, противопожарный инструктаж рабочих и служащих, обучение производственного персонала правилам противопожарной безопасности, издание инструкций, плакатов, наличие плана эвакуации.

К техническим мероприятиям относятся: соблюдение противопожарных правил, норм при проектировании зданий, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения, правильное размещение оборудования. Необходимо предусмотреть ряд мер, направленных на обеспечение тушения пожара: обеспечить подъезды к зданию; обесточивание электрических кабелей; наличие пожарных щитов и ящиков с песком в коридорах; наличие гидрантов с пожарными рукавами; телефонная связь с пожарной охраной; огнетушители: химический пенный ОХП-10 и углекислотный ОУ-2.

В данной главе были рассмотрены вопросы организации рабочего места оператора АСУ ТП, проведен анализ основных вредных и опасных факторов, характерных для работы с проектируемой установкой, а также рассмотрены вопросы защиты окружающей среды.

Ввиду высокой надежности и безопасности проектируемой системы управления расходом нефти на установке подготовки нефти, которые обеспечиваются дистанционной передачей показаний основных физических величин на экран оператора, оператор, осуществляющий контроль за корректной работой системы, может осуществлять свою деятельность в специально оборудованной операторской, а не непосредственно на объекте. Также благодаря непрерывному контролю показаний основных физических величин в нефтегазосепараторе возможно аварийное отключение установки, что позволит избежать утечки нефти или газа и своевременно провести ремонтные работы.

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирована установка подготовки нефти, а также разработана проектная документация на нее. Были разработаны структурная схема и функциональные схемы по ГОСТ 21.208-2013 и ANSI/ISAS 5.1–2009 автоматизации. Данные схемы дают наиболее полное представление о составе необходимого оборудования, а также о средствах и методах передачи данных.

Для автоматизации нефтегазосепаратора, диспетчерского контроля и управления установкой выбраны датчики и исполнительные устройства следующих фирм: МЕТРАН, ОБЕН, TRICOR. Все датчики обладают унифицированным выходным аналоговым сигналом (4-20) мА. В качестве промышленного логического контроллера выбран ПЛК210-05-CS.

В ходе выполнения данной работы была разработана схема внешних проводок, позволяющая понять систему передачи сигналов от полевых устройств на щит КИПиА и АРМ оператора. Разработаны алгоритмы регулировки подачи нефтегазовой смеси и регулирования расхода газа на выходе. Для понимания порядка сбора и хранения информации была разработана схема информационных потоков.

Разработанная система автоматизированного управления установкой подготовки нефти выполнена в соответствии с требованиями Государственного Стандарта.

Conclusion

In the course of the final qualification work, an oil treatment unit was designed, and design documentation for it was developed. The terms of reference, block diagram, and functional diagrams were developed in accordance with GOST 21.208-2013 and ANSI / ISAS 5.1–2009 automation. These schemes give the most complete picture of the composition of the necessary equipment, as well as the means and methods of data transfer.

For automation of the oil and gas separator, dispatch control and installation control, the sensors and actuators of the following companies were selected: METRAN, OWEN, TRICOR. All sensors have a unified (4-20) mA analog output. PLC210-05-CS was selected as the industrial logic controller.

In the course of this work, an external wiring diagram was developed, which allows us to understand the system for transmitting signals from field devices to the instrumentation and automation panel of the operator. Algorithms for adjusting the flow of oil and gas mixture and regulating the gas flow rate at the outlet are developed. To understand the procedure for collecting and storing information, a scheme of information flows was developed.

The developed system for the automated control of the oil treatment unit is made in accordance with the requirements of the State Standard.

Список используемой литературы

1. ГОСТ Р 51904-2002. Программное обеспечение встроенных систем. Общие требования к разработке и документированию.
2. ГОСТ 34602-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы. Москва: Изд-во стандартов, 1989. – 12 с.
3. МЭК 61131-3-2016. Контроллеры программируемые. Языки программирования. Москва: Изд-во стандартов, 2016.
4. ГОСТ 24.104-85. Автоматизированные системы управления. Общие требования. Москва: Изд-во стандартов, 2013.
5. ГОСТ 21.408-2013. Система проектной документации для строительства (СПДС). Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов (с Поправками). Москва: Изд-во стандартов, 2013.
6. ГОСТ 19.002-80. Схемы алгоритмов и программ. Правила выполнения. Москва: Изд-во стандартов, 2080.
7. ГОСТ 21.208-2013. Система проектной документации для строительства (СПДС). Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.
8. РД 39-0137095-001-86 Автоматизация и телемеханизация нефтегазодобывающих производств. Объекты и объемы автоматизации. Основные положения.
9. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
10. ОВЕН. Оборудование для автоматизации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://owen.ru/product/poplavkovie_datchiki_urovnnya_pdu_i
11. Принцип действия кориолисовых расходомеров [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://kontech-system.com.ua/articles/printsip-dejstvija-koriolisovyh-rashodomerov-i-plotnomerov/> – свободный

- 12.. Техмаркет. Руководство по эксплуатации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.techmarcet.ru/zadvizhki/shibernye-i-nozhevy/zadvizhka-shibernaya-chugunnayauplotnenie-EPDMs-mahovikomreduktorommezhflancevayaPN-10-bar-rossiya/>
- 13.. Тронов, В. П. Промысловая подготовка нефти / В. П. Тронов. – Казань: ФЭН, 2000. – 416 с.
14. Автоматизация технологических процессов добычи и подготовки нефти и газа: учеб. пособие для вузов / Е. Б. Андреев [и др.]. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2008. – 399 с.
15. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 31.12.2014).
16. ГОСТ 12.2.032-78. Система стандартов безопасности труда.
17. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 – 03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. М.: Минздрав России, 2003.
18. СП 52.13330.2011 Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
19. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
20. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Минздрав России, 1997.
21. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
22. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
23. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
24. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

25. ГОСТ 12.1.003-83. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

26. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды: учебник для вузов. – М.: Изд-во Юрайт, 2013. – 671с.

27. Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" от 24.06.1998 N 89-ФЗ, "Об отходах производства и потребления».

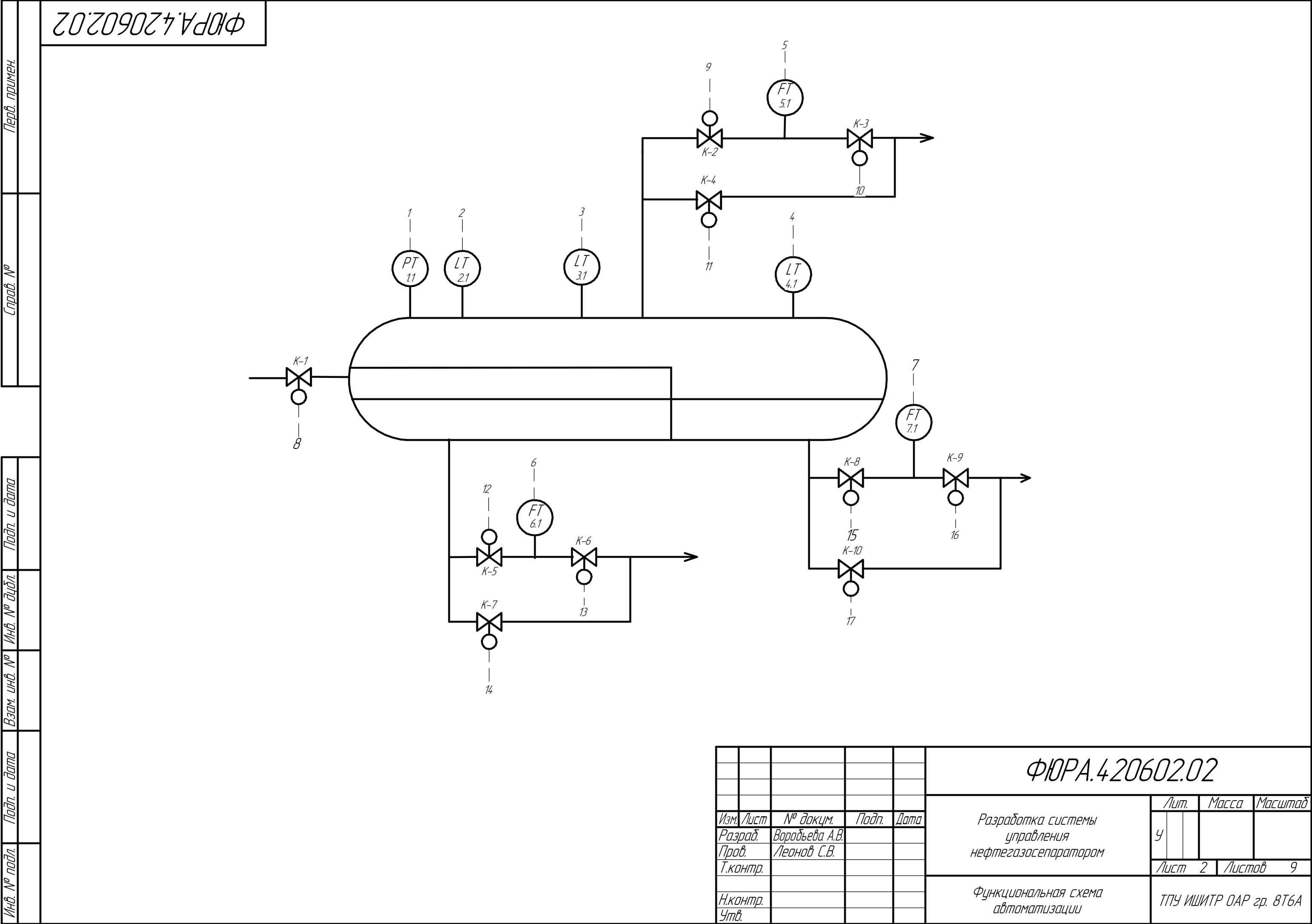
Приложение А
(обязательное)
Структурная схема

Перв. примен.	ФЮРА.420602.01																																																												
	<div><div>АРМ оператора</div><div>Сервер БД</div><div>Ethetnet</div><div>Шкаф управления</div><div>Шкаф ввода-вывода</div><div>Датчики и исполнительные устройства системы управления</div></div>																																																												
Справ. №																																																													
Подп. и дата																																																													
Инв. № дубл.																																																													
Взам. инв. №																																																													
Подп. и дата																																																													
Инв. № подл.																																																													
<table><tr><td colspan="5">ФЮРА.420602.01</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Лист</td><td>№ докум.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td><td rowspan="4">Разработка системы управления нефтегазосепаратором</td><td>Лит.</td><td>Масса</td><td>Масштаб</td></tr><tr><td>Разраб.</td><td>Воробьева А.В.</td><td></td><td></td><td></td><td>У</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Пров.</td><td>Леонов С.В.</td><td></td><td></td><td></td><td>Лист</td><td>1</td><td>Листов</td><td>9</td></tr><tr><td>Т.контр.</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="3"></td></tr><tr><td>Н.контр.</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td rowspan="2">Структурная схема</td><td colspan="3">ТПУ ИШИТР ОАР зр.8Т6А</td></tr><tr><td>Утв.</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="3"></td></tr></table>						ФЮРА.420602.01					Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Разработка системы управления нефтегазосепаратором	Лит.	Масса	Масштаб	Разраб.	Воробьева А.В.				У			Пров.	Леонов С.В.				Лист	1	Листов	9	Т.контр.								Н.контр.					Структурная схема	ТПУ ИШИТР ОАР зр.8Т6А			Утв.							
ФЮРА.420602.01																																																													
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Разработка системы управления нефтегазосепаратором	Лит.	Масса	Масштаб																																																					
Разраб.	Воробьева А.В.					У																																																							
Пров.	Леонов С.В.					Лист	1	Листов	9																																																				
Т.контр.																																																													
Н.контр.					Структурная схема	ТПУ ИШИТР ОАР зр.8Т6А																																																							
Утв.																																																													

Приложение Б

(обязательное)

Функциональная схема автоматизации

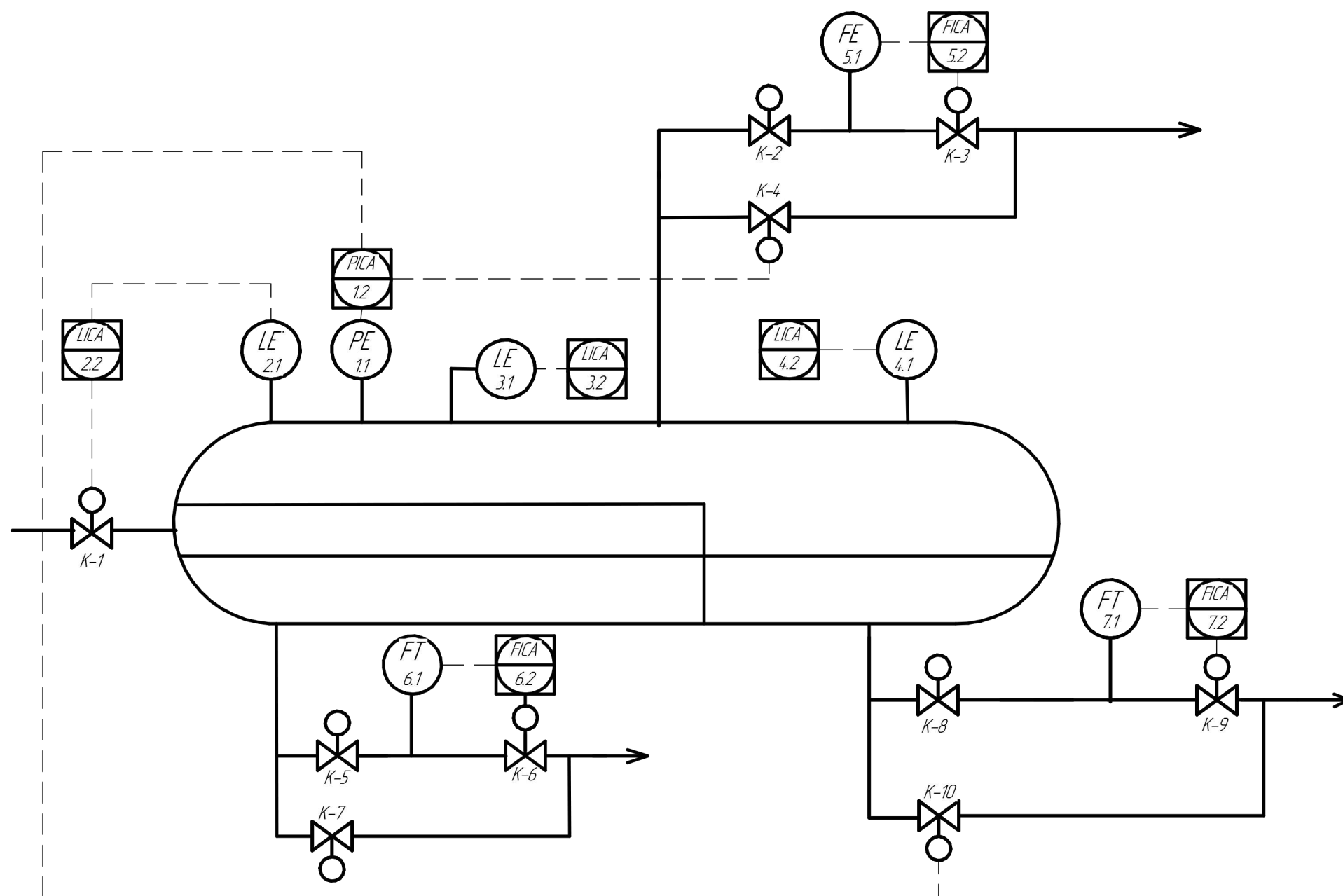


Приложение В

(обязательное)

Функциональная схема автоматизации (ANSI)

ΦΥΡΑ.420602.03

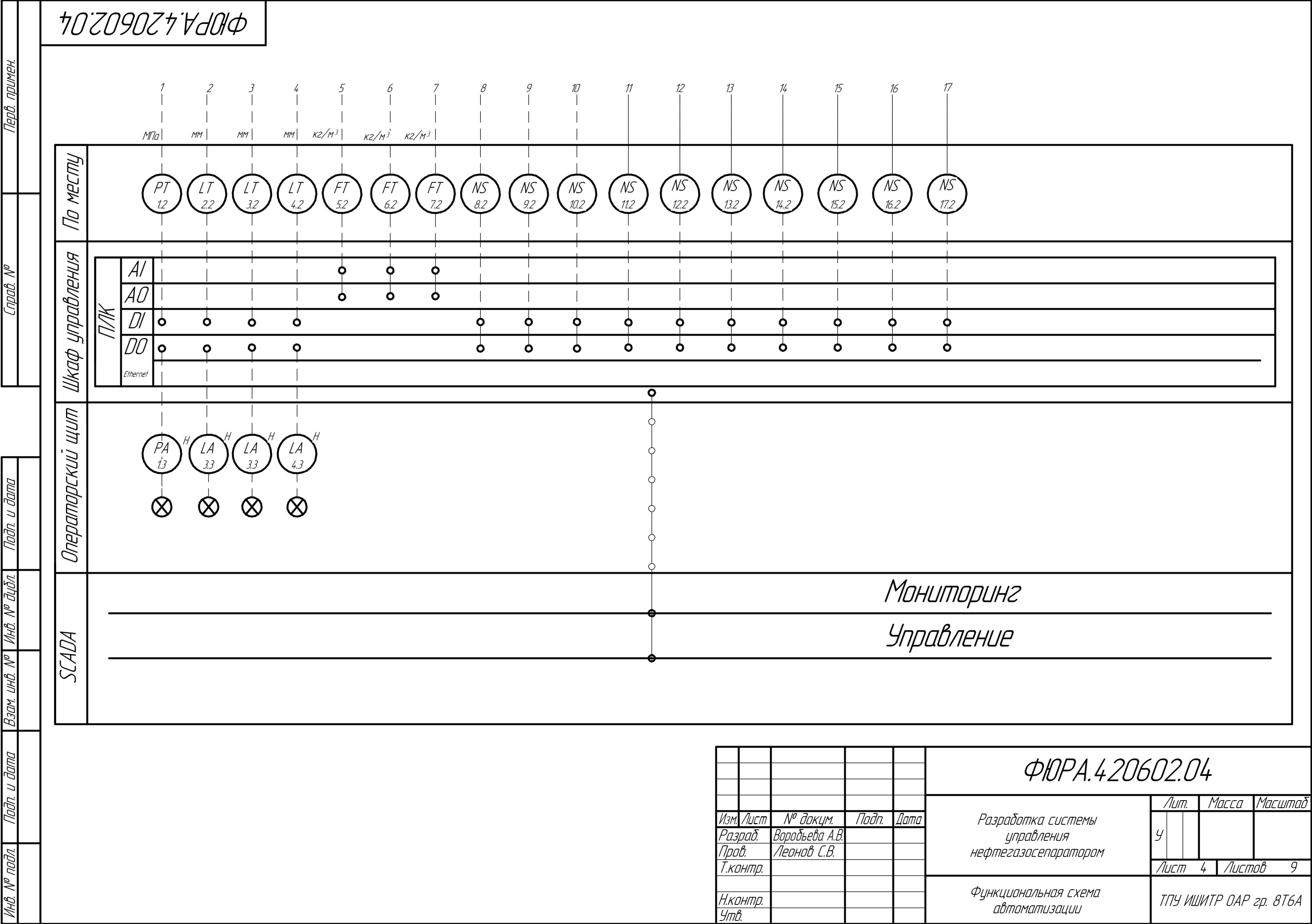


					ФЮРА.420602.03				
					Разработка системы управления нефтегазосепаратором	Лит.	Масса	Масштаб	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		У			
Разраб.	Воробьева А.В.								
Проб.	Леонов С.В.								
Т.контр.						Лист	3	Листов	9
Н.контр.					Функциональная схема автоматизации (ANSI)	ТПУ ИШИТР ОАР зр. 8Т6А			
Утв.									

Приложение Г

(обязательное)

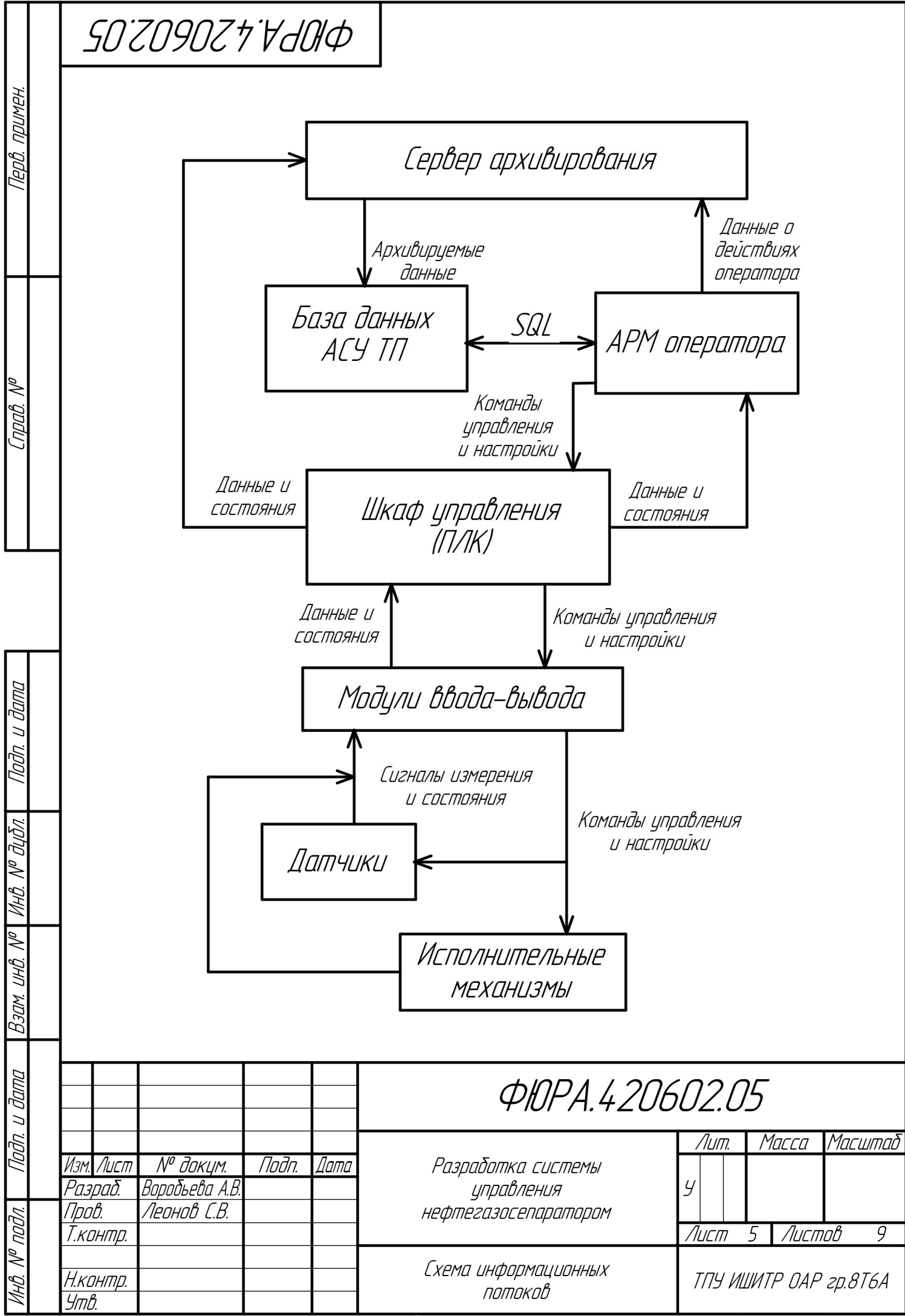
Функциональная схема автоматизации



Приложение Д

(обязательное)

Схема информационных потоков



ФЮРА.420602.05

Сервер архивирования

Архивируемые
данные

База данных
АСУ ТП

SQL

АРМ оператора

Данные о
действиях
оператора

Команды
управления
и настройки

Шкаф управления
(ПЛК)

Данные и
состояния

Данные и
состояния

Данные и
состояния

Команды управления
и настройки

Модули ввода-вывода

Сигналы измерения
и состояния

Датчики

Команды управления
и настройки

Исполнительные
механизмы

ФЮРА.420602.05

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.	Воробьева А.В.			
Пров.	Леонов С.В.			
Т.контр.				
И.контр.				
Утв.				

Разработка системы
управления
нефтегазосепаратором

Схема информационных
потоков

Лит.			Масса		Масштаб	
У						
Лист 5			Листов 9			

ТПУ ИШИТР ОАР зр.8Т6А

Формат А4

Приложение Е

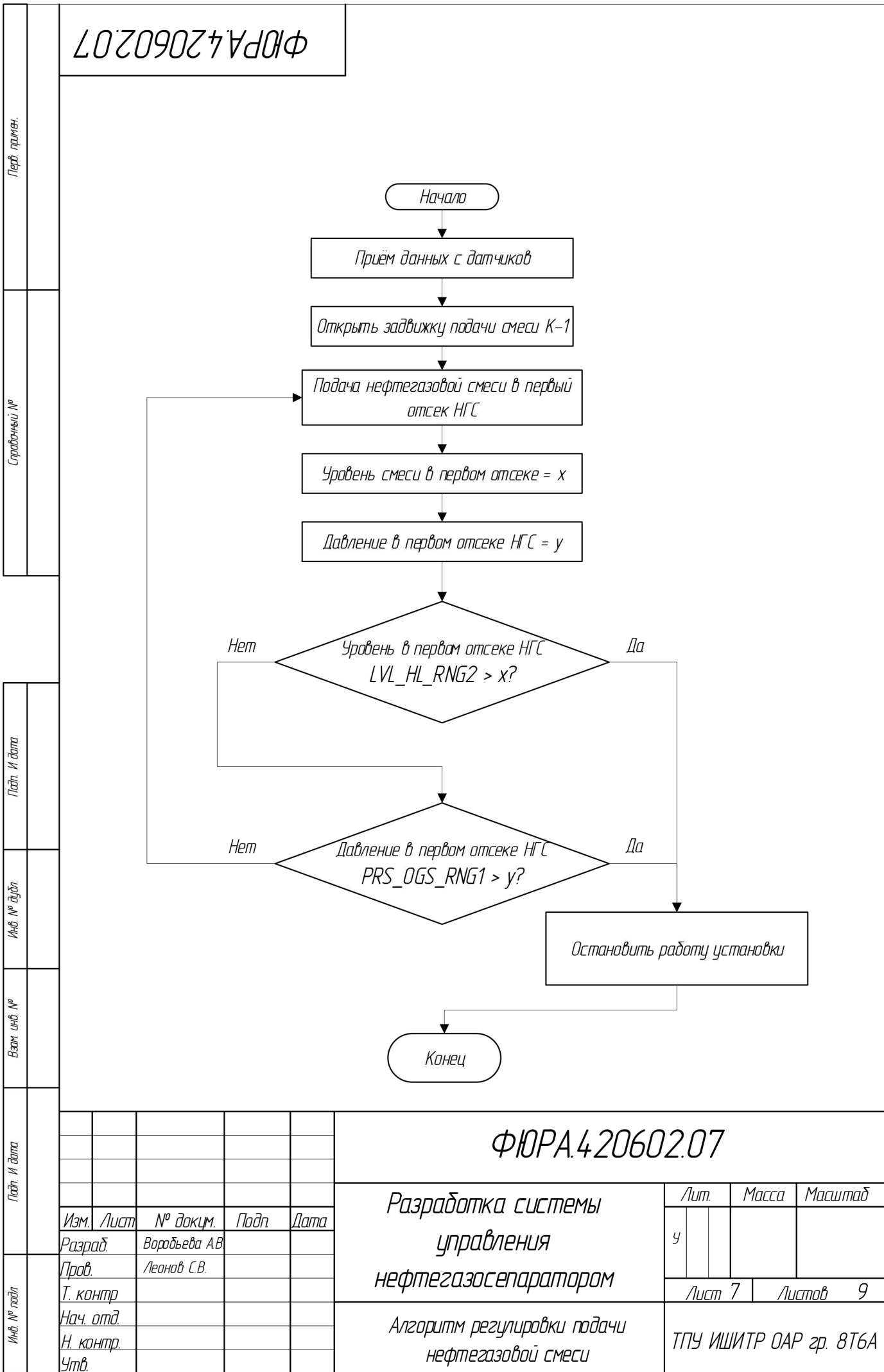
(обязательное)

Схема соединения внешних проводок

Приложение Ж

(обязательное)

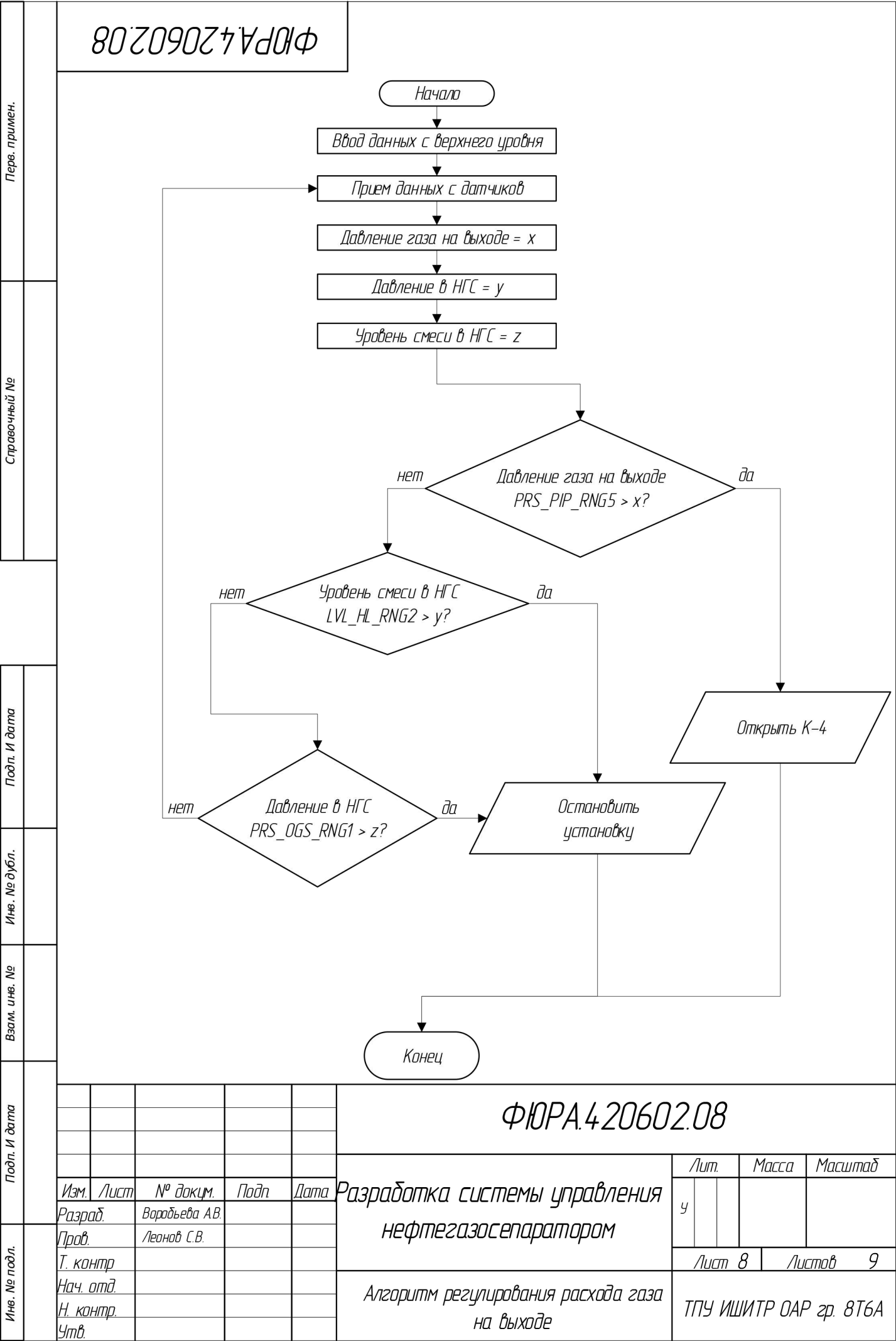
Алгоритм регулировки подачи нефтегазовой смеси



Приложение 3

(обязательное)

Алгоритм регулирования расхода газа на выходе



ФЮРА.4.20602.08

Начало

Ввод данных с верхнего уровня

Прием данных с датчиков

Давление газа на выходе = x

Давление в НГС = y

Уровень смеси в НГС = z

Давление газа на выходе
PRS_PIP_RNG5 > x?

Открыть К-4

Уровень смеси в НГС
LVL_HL_RNG2 > y?

Остановить
установку

Давление в НГС
PRS_OGS_RNG1 > z?

Конеч

ФЮРА.4.20602.08

Разработка системы управления
нефтегазосепаратором

Алгоритм регулирования расхода газа
на выходе

Лит.	Масса	Масштаб
у		
Лист 8	Листов 9	
ТПУ ИШИТР ОАР гр. 8Т6А		

Приложение И
(обязательное)
Мнемосхема

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ФЮРА.420602.09

Давление, МПа

2

2

Установка подготовки нефти

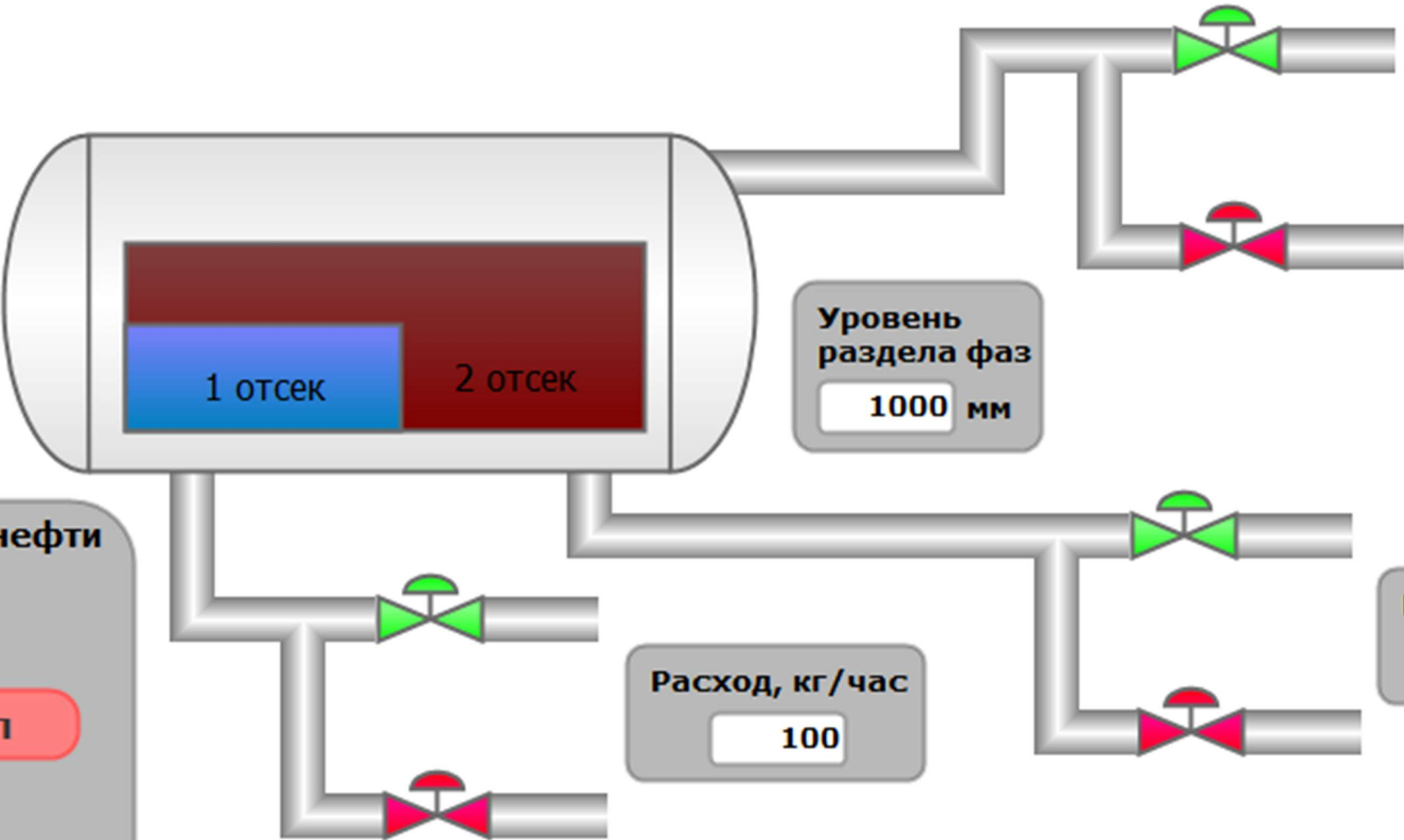
●

 в работе

Пуск

Стоп

Аварийная
остановка



Уровень
раздела фаз

1000 мм

Расход, кг/час

10

Расход, кг/час

100

Расход, кг/час

100

Уровень в первом отсеке
первом отсеке

3000 мм

Уровень во втором отсеке
втором отсеке

2000 мм

Критическое
давление

Критический
уровень в 1 отсеке

Аварийная
остановка

Критический
уровень во 2 отсеке

					ФЮРА.420602.09			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Разработка системы управления нефтегазосепаратором	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Ворожеева А.В.					У		
Пров.	Леонов С.В.					Лист	9	Листов
Т.контр.								9
Н.контр.					Мнемосхема	ТПУ ИШИТР ОАР гр. 8Т6А		
Утв.								